



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**Scenari di riferimento per la
simulazione ed analisi di reti elettriche
di distribuzione attive**

RELATORE: Prof. Roberto Turri

LAUREANDO: Stefano Cusinato

ANNO ACCADEMICO 2010 – 2011

INDICE:

SOMMARIO	7
INTRODUZIONE.....	9
CAPITOLO 1:Il Progetto UKGDS	11
1.1 UKGDS Phase One	11
1.1.1 Introduzione.....	11
1.1.2 Il bisogno di modelli di rete generici.....	12
1.1.3 Identificazione delle reti tipiche.....	14
1.2 Definizione delle reti Generiche.....	16
1.2.1 Reti EHV.....	16
1.2.1.1 Fattori che influenzano l'insieme delle reti EHV.....	16
1.2.1.2 Descrizioni di alto livello delle reti EHV.....	18
1.2.1.3 Definizione delle reti EHV in dettaglio	18
1.2.1.4 Requisiti per le reti test generiche.....	19
1.2.1.5 Modifica delle reti tipiche per definire le reti generiche	19
1.2.1.6 Modelli di Reti EHV	20
1.2.2 Reti HV.....	21
1.2.2.1 Linee Interrate.....	22
1.2.2.2 Linee Aeree	25
1.2.2.3 Linee Miste.....	28
1.2.2.4 Modelli di rete HV	32
1.3 Formato dei modelli UKGDS.....	33
1.3.1 Introduzione	33
1.3.2 Descrizione del modello UKGDS.....	33
CAPITOLO 2:L'ambiente di calcolo.....	43
2.1 Calcolo dei flussi di potenza	43
2.1.1 Introduzione	43
2.1.2 Struttura del programma	43
2.1.3 Le fasi del programma.....	44
2.1.4 La fase iniziale	46

2.1.5	La fase di calcolo.....	47
2.1.6	Analisi dei risultati	49
2.2	Load Flow su periodo: utilizzo dei profili di generazione e di carico.....	50
Capitolo 3: Modelli di Rete nel formato LABSEE(Laboratorio Sistemi Elettrici per l'Energia)		53
3.1	Passaggio dai modelli UKGDS al formato LABSEE	53
3.1.1	Introduzione	53
3.1.2	Descrizione del formato LABSEE.....	53
3.1.3	Conversione dal formato UKGDS al formato LABSEE.....	69
3.2	Profili di carico e di generazione	75
3.2.1	Profili UKGDS	75
3.2.2	Profili LABSEE.....	78
Capitolo 4: CIGRE': sistemi di riferimento per l'integrazione in rete delle risorse energetiche rinnovabili e distribuite		83
4.1	Introduzione	83
4.2	DER di riferimento: risorse energetiche distribuite	85
4.2.1	Configurazione dei DER di riferimento	85
4.2.2	Esempio di applicazione di un DER di riferimento	87
4.3	Reti di distribuzione di riferimento Europee in media tensione	89
4.3.1	Configurazione base	89
4.3.2	Topologia	89
4.3.3	Dati della rete di riferimento	90
4.3.4	Dati dei carichi	93
4.4	Flessibilità delle reti di riferimento in media tensione.....	94
4.5	Conversione dei Modelli CIGRE' nel formato LABSEE	95
4.5.1	Profili di generazione e di carico	97
4.6	Studio sulla rete di riferimento Europea in media tensione	100
4.6.1	Rete di riferimento Europea senza DER	100
4.6.2	Integrazione dei DER nelle reti di riferimento Europee MT	101
4.6.2.1	Specificazione del sistema.....	101
4.6.2.2	Modellizzazione dei DER	103
4.6.2.3	Rete di riferimento Europea: integrazione dei DER	103
4.6.3	Confronto dei risultati	105

4.6.4	Rete di riferimento Europea: chiusura degli interruttori S1,S2,S3.....	107
Capitolo 5: Potenziamento del programma di calcolo		111
5.1	Introduzione.....	111
5.2	Lettura dei profili di generazione e di carico.....	111
5.3	Selezione dei nodi da visualizzare	113
5.4	Rappresentazione grafica della rete	116
Conclusioni		125
APPENDICE: File dati delle reti		127
	Rete EHV Network 5.....	128
	Rete EHV Network 6.....	136
	Rete HV Network UG.....	144
	Rete Europea CIGRE' MV	152
	Rete Europea CIGRE' MV con integrazione dei DER	158
	Profili di Generazione e di Carico UKGDS.....	159
	Profili di Generazione e di Carico CIGRE'	161
Bibliografia.....		163

SOMMARIO

Lo sviluppo di questa tesi si basa sulla modellizzazione di reti elettriche per la simulazione e analisi di problematiche derivanti dall'integrazione in rete della generazione distribuita con la possibilità di rappresentare scenari futuri mediante l'utilizzo di software di simulazione basati sul calcolo di load flow su periodo.

Nel Primo capitolo si presenta il progetto UKGDS, riguardante lo sviluppo di modelli di reti di distribuzione rappresentative del Regno Unito. Più precisamente si descrive come sono stati ricavati i modelli e come sono strutturati.

Nel Secondo capitolo si descrive brevemente il software di simulazione sviluppato in ambiente Matlab e le sue principali funzioni.

Nel Terzo capitolo si presentano i modelli LABSEE (Laboratorio di Sistemi elettrici per l'Energia) e i procedimenti che si sono resi necessari per il loro ottenimento. Inoltre sono definiti i profili di carico e di generazione per entrambi i formati.

Nel Quarto capitolo è descritto un altro progetto per la definizione di modelli di reti realizzato dal CIGRE' e le operazioni necessarie per ottenere i modelli LABSEE. Inoltre si presentano degli esempi di simulazione su una rete di riferimento Europea in media tensione con e senza integrazione di generazione distribuita.

Nel Quinto capitolo si descrivono le modifiche effettuate al programma di simulazione durante lo sviluppo di questa tesi.

INTRODUZIONE

In quest'ultimo decennio lo scenario di evoluzione per le reti di distribuzione dell'energia elettrica è significativamente cambiato. In precedenza, l'architettura delle reti era pensata per soddisfare una situazione caratterizzata dalla presenza di grandi nodi di produzione operanti con centrali che utilizzavano combustibili fossili e/o nucleari e a distanze rilevanti dai centri di utilizzo. La rete elettrica assumeva il solo ruolo di trasmettere energia dalle sorgenti di generazione ai punti di consumo (rete passiva) cioè era progettata considerando un flusso di potenza unidirezionale, con una topologia fortemente radiale e non è stata concepita per supportare la generazione distribuita.

I cambiamenti introdotti dalla deregolamentazione dei mercati elettrici, dalla spinta allo sviluppo sostenibile e quindi all'utilizzo dei combustibili meno inquinanti, lo sviluppo della tecnologia della generazione distribuita e gli investimenti nel settore delle energie rinnovabili stanno sempre più indirizzando il sistema elettrico verso soluzioni comprendenti reti elettriche di distribuzione di tipo attivo. Negli ultimi anni l'ampia penetrazione della generazione distribuita nelle reti MT e BT ne ha modificato i principi di esercizio e di gestione poiché la demarcazione tra produttori e consumatori di energia è diventata meno netta[1]. E' chiaro come questa situazione porti a una rivisitazione degli schemi delle reti di distribuzione nella quale i flussi di potenza saranno bidirezionali e la topologia delle reti sarà sempre più magliata.

E' proprio per questo motivo che risulta necessario intraprendere lo studio del cambiamento di queste reti, anche perché sono molte le problematiche che entrano in gioco a partire da problemi di carattere gestionale a problemi di protezione e controllo ma anche molti altri. La diffusione dei sistemi di piccola e media generazione pone il problema della loro integrazione nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione, sia per il mantenimento degli standard della power quality sia per i possibili vantaggi che ne possono derivare.

Lo scopo di questa tesi è di rappresentare le reti di distribuzione attraverso modelli utili alla simulazione e analisi. I modelli creati sono rappresentativi di reti reali e potranno essere presi in considerazione per studiare l'impatto della generazione distribuita, calcolo delle correnti di cortocircuito, regolazione della tensione ecc... Sono forniti inoltre i profili di carico e generazione per eseguire calcoli di load flow su periodi e poter così rappresentare anche scenari futuri.

Il software di simulazione utilizzato è stato sviluppato in ambiente Matlab ed è il frutto del lavoro di più tesisti. Tale software, per funzionare richiede i dati relativi alle reti ottenibili dai modelli sviluppati in questa tesi ed esegue i calcoli delle varie grandezze basandosi sul metodo Newton-Raphson, permettendo anche l'analisi su intervalli di tempo multipli. Durante lo svolgimento di questa tesi si sono rese necessarie delle modifiche al software di simulazione per far sì che i modelli creati siano compatibili con tale programma.

CAPITOLO 1:Il Progetto UKGDS

1.1 UKGDS Phase One

1.1.1 Introduzione

Il progetto UKGDS[2] (*United Kingdom Generic Distribution System*) mira a rendere disponibile una libreria di modelli di reti di distribuzione per la simulazione del calcolo dei flussi di potenza che servirà come piattaforma di dimostrazione di nuovi strumenti, metodi e tecnologie che si stanno sviluppando per la generazione distribuita[5].

Tale progetto fornisce varie risorse comuni per la simulazione e l'analisi dell'impatto della generazione distribuita e un metro comune per la valutazione di nuove tecnologie.

Nella prima fase del progetto UKGDS (Phase One 2004-2005) sono state fatte le seguenti cose:

- Rappresentazione di reti di distribuzione per formare una libreria di risorse.
- Sviluppo di software per l'utilizzo dei modelli nelle piattaforme di analisi selezionate.

I modelli supportano calcoli di load flow e di corto circuito.

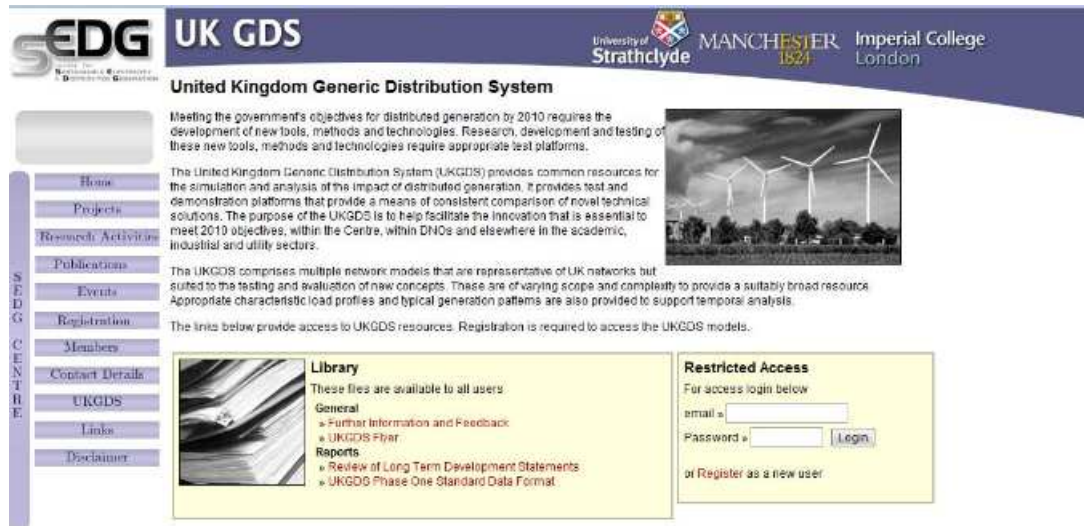
La libreria UKGDS(Phase One) è suddivisa in 2 gruppi:

- **RETI EHV:** Reti Extra High Voltage (EHV) che partono da un nodo a 275kV o 400kV (o 132kV in Scozia) fino alle cabine primarie che alimentano reti a 33kV, 11kV o 6.6kV
- **RETI HV:** Reti High Voltage (HV) che descrivono reti a 11kV e 6.6kV alimentate da cabine primarie

Saranno illustrati i fattori che influenzano la definizione delle reti UKGDS e la descrizione dei processi che sono stati utilizzati per definire i modelli generici in dettaglio. Delle fasi successive non è disponibile documentazione, sembra infatti che il

progetto si sia fermato alla fase uno. Le reti sviluppate sono utilizzate per scopo di ricerca prevalentemente dall'Università di Glasgow. Altri aspetti del progetto UKGDS sono descritti nelle relazioni di accompagnamento, che sono disponibili presso il sito web:

www.sedg.ac.uk



Il SEDG (Sustainable Electricity and Distributed Generation) è un Centro costituito da Imperial College London, The University of Cardiff e Strathclyde University finanziato dal Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR). Il suo scopo è ridurre il divario tra la ricerca accademica e le esigenze dell'industria relativamente all'integrazione della generazione distribuita per il raggiungimento degli obiettivi governativi al 2010.

1.1.2 Il bisogno di modelli di rete generici

È riconosciuto che per incontrare gli obiettivi del governo inglese per le fonti rinnovabili e la generazione distribuita (DG), i DNOs (Distribution Networks Operators), avranno bisogno di integrare la generazione distribuita nelle loro reti attraverso lo sviluppo di controlli radicali differenti e sistemi di gestione per i quali saranno creati nuovi accordi commerciali.

Questo trasformerà le reti tradizionali passive in sistemi attivi. C'è un bisogno evidente per il settore della fornitura di energia elettrica (aziende elettriche, produttori, consulenti, regolatori) di proporre soluzioni innovative su come la generazione distribuita potrà essere integrata nel sistema.

Questa trasformazione è visibile nella figura 1.1 e nella figura 1.2.

Today's electricity system

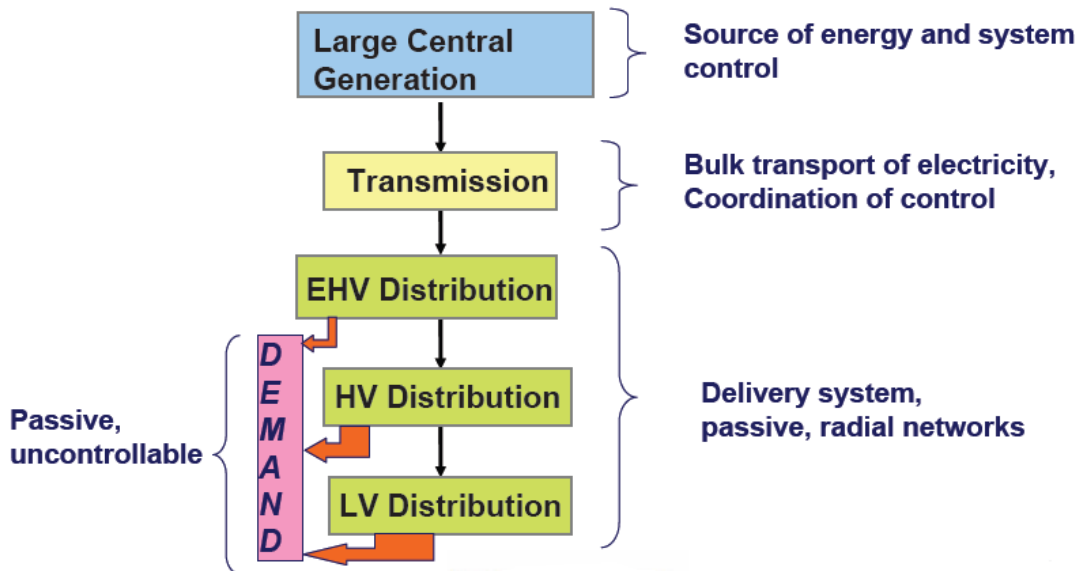


Figura 1.1: Sistemi elettrici di oggi

Future development

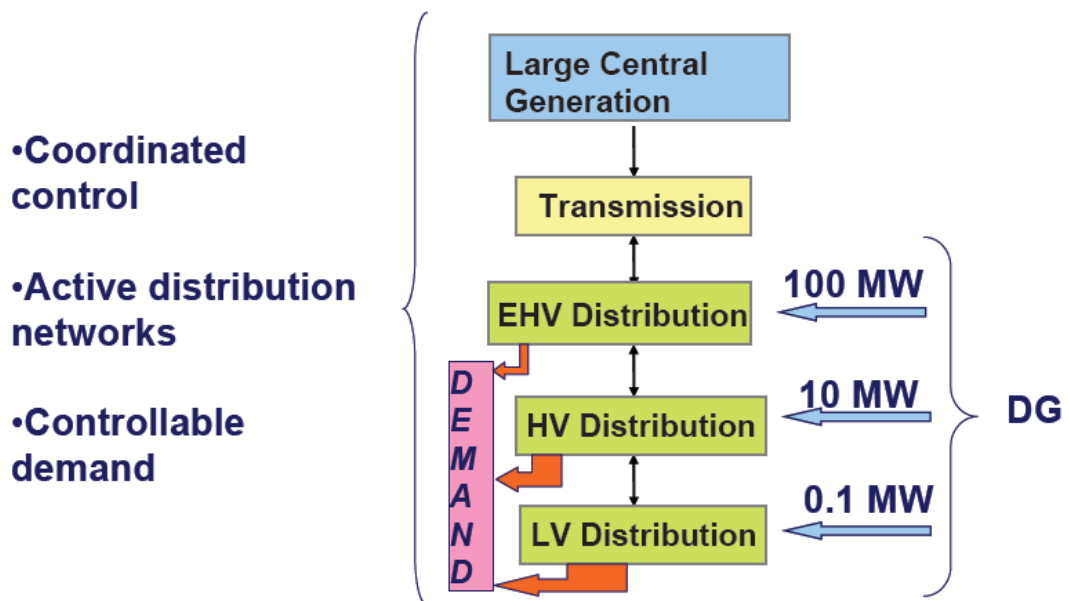


Figura 1.2: Sistemi elettrici futuri

Ricerca, sviluppo e sperimentazione di nuove soluzioni richiederanno studi intrapresi per analizzare l'interazione tecnica ed economica tra la generazione distribuita e le reti di distribuzione. Una necessità è stata identificata per i modelli di distribuzione generici per fornire una base comune per la simulazione e l'analisi dell'impatto della generazione distribuita sulle operazioni, prestazioni, economie e sviluppo di reti nel Regno Unito. I sistemi generici forniscono un test e una piattaforma di dimostrazione per scenari alternativi, metodi, tecniche e modelli e forniscono uno strumento di confronto consistente in termini di prestazioni tecniche e di costi.

Le UKGDS comprendono diversi modelli che sono rappresentativi delle reti del Regno Unito, adatti alla sperimentazione e valutazione di nuovi concetti. Questi sono di varia portata e complessità per fornire una risorsa adeguatamente ampia. Per una analisi temporale vengono forniti profili di carico e profili di generazione, di cui sarà parlato più avanti.

1.1.3 Identificazione delle reti tipiche

L'identificazione e la valutazione delle reti tipiche reali sono stati visti come un passo utile per lo sviluppo di modelli di rete generici. Per soddisfare la prima fase del progetto delle reti tipiche e per contribuire alla specificazione dei modelli UKGDS, è stato chiesto ai DNOs di identificare in modo approssimato 3 punti di alimentazione (GSPs: *Grid Supply Point*) che sono considerati come tipici o rappresentativi delle loro reti. L'attenzione era posta sulle reti EHV (fino alle sottostazioni EHV\HV) e reti HV e LV. La collaborazione con i DNOs è stata coordinata tramite il supporto del Distributed Energy Networks Association's Generation Group (DGSG).

Attraverso uno studio pilota con un DNO, si è trovata una metodologia per individuare le sezioni tipiche\rappresentative. Ciò ha comportato il completamento di un foglio di calcolo in cui ogni GSP è stato caratterizzato da un certo numero di criteri. Questa metodologia è stata sviluppata per fornire un certo grado di rigore e trasparenza nel processo per l'identificazione delle reti tipiche. Ciò è stato offerto solo per orientamento e ogni DNO era libero di avere i propri pensieri sul modo migliore per individuare i GSP considerati tipici. Quindi, non c'era un obbligo assoluto per compilare tale foglio elettronico.

In questo modo sono poi state individuate in tutte le 15 aree del DNO nel Regno Unito le reti tipiche. Alcuni DNOs hanno poi fornito dei dati estratti da software di simulazioni e ciò ha fornito la base per lo sviluppo dei modelli di rete generici. Un esempio di caratterizzazione dei GSP è riportato nella tabella 1.1:

Tabella 1.1: Caratterizzazione dei GSP nel progetto UKGDS

Typical Networks Information

CE Electric (YEDL and NEDL)

The CE Electric tables are shown below.

GSP assessment and typical networks identification for CE Electric YEDL

Typical	Grid Supply Point	Number of super grid transformers	Operated interconnected	Supplies 132kV network	132kV circuit types	33.66kV circuit types	33.66kV circuits meshed	Area served	Number of supply points served	Number of primaries served	Comments
	Bradford West	4	N	Y	Mixed	Mixed	N	Mixed	7	42	
X	Creyke Beck	4	N	Y	Overhead	Mixed	Some	Mixed	7	34	Large, contains meshed and transformer feeder 33/66kV ccts., Mixed urban/rural
	Drax 132kV	2	N	Y	Overhead	Overhead	N	Mixed	1	9	
	Elland	4	N	Y	Overhead	Mixed	N	Mixed	5	29	
	Ferrybridge 'A'	2	N	N	N/A	Overhead	N	Rural	0	13	
	Ferrybridge 'B'	5	N	Y	Mixed	Mixed	N	Mixed	7	26	
	Grimby West	2	N	Y	Mixed	Mixed	N	Mixed	4	17	
	Jordanthorpe	2	N	N	N/A	Underground	N	Urban	0	5	
	Keadby	3	N	Y	Overhead	Overhead	Some	Mixed	7	30	
X	Kirkstall	2	N	Y	Underground	Underground	N	Urban	2	19	Small, urban
	Neepsend	2	N	N	N/A	Underground	N	Urban	0	7	
	Norton Lees	2	N	N	N/A	Underground	N	Urban	0	5	
	Pilsmoor	4	N	N	N/A	Underground	N	Urban	0	5	
	Saltend North	2	N	Y	Mixed	Mixed	N	Mixed	2	11	
	Sheffield City	2	N	N	N/A	Underground	N	Urban	0	6	
	Skelton Grange 'B'	4	N	Y	Mixed	Mixed	N	Mixed	8	48	
	Thorpe Marsh 66kV / W Milton 1-2	6	Y	N	Overhead	Overhead	N	Mixed	7	31	
X	Thurcroft	2	N	N	N/A	Overhead	Y	Rural	0	14	Meshed 66kV network, rural, no 132kV network
	West Milton 3	3	Y	Y	Overhead	Mixed	N	Mixed	5	29	
	Wincobank	2	N	N	N/A	Underground	N	Urban	0	3	

Per garantire che i modelli UKGDS siano rappresentativi delle reti di distribuzione nel Regno Unito, la fonte primaria dei dati per i modelli EHV nella fase uno del progetto sono stati i Long Term Development Statements (dichiarazioni per lo sviluppo a lungo termine: *Dichiarazione LC25*) rilasciati dai DNOs in Gran Bretagna. Questo è stato completato con altri dati o consulenze degli esperti. Si è riscontrato che i dati forniti nelle dichiarazioni sono generalmente sufficienti per l'esecuzione delle analisi di base del load flow. Le analisi dei guasti richiedono impedenze alla sequenza zero e queste generalmente non sono fornite dai DNOs ma alcune ipotesi possono essere fatte in base ai valori alla sequenza diretta.

L'obiettivo del progetto UKGDS è stato quello di fornire modelli generici con i dati sufficienti per eseguire calcoli di load flow e analisi di guasto dei soli sistemi trifase. Sono anche forniti profili di carico e di generazione per studi nel tempo. Solo un'analisi base dei guasti è possibile, con macchine elettriche rappresentate solo dalla loro impedenza subtransitoria. Ciò permette di calcolare solo il valor iniziale e il valor medio della corrente di guasto. In fasi successive del progetto saranno aggiunti nuovi dati per il calcolo delle correnti di guasto.

La libreria delle UKGDS comprende una selezione di profili tipici di carico e generazione. Questi servono per l'analisi temporale di load flow multipli. I profili coprono una gamma di tipologie di carico e generazione e sono basati su una combinazione di dati misurati e modelli di generazione.

1.2 Definizione delle reti Generiche

1.2.1 Reti EHV

Le reti EHV sono state definite prima di tutto specificando una descrizione di alto livello, poi sono state selezionate reti reali che soddisfano tali caratteristiche che a loro volta sono state modificate per creare reti generali valide come banco di prova[5].

1.2.1.1 Fattori che influenzano l'insieme delle reti EHV

La valutazione dei punti tipici di alimentazione (GSPs: Grid Supply Point) rivela che le reti EHV potrebbero coprire grandi aree geografiche con reti aventi caratteristiche diverse. Tuttavia ci sono reti che sono più omogenee. Da una revisione del precedente lavoro sulla caratterizzazione delle reti e dalle considerazioni fatte dai collaboratori del

progetto UKGDS, i fattori chiave nella caratterizzazione delle reti EHV sono stati i seguenti:

- **AREA SERVITA**, che può essere classificata come RURALE, SUBURBANA o URBANA.
- **LUNGHEZZA DELLE LINEE**, che possono essere classificate come CORTE, MEDIE o LUNGHE.
- **DENSITA' DI CARICO**, che può essere classificata come BASSA, MEDIA o ALTA.
- **POSA**, che può essere classificata come AEREA, MISTA, INTERRATA.
- **TOPOLOGIA** che può essere RADIALE o MAGLIATA.

Questa classificazione è puramente indicativa poiché ben poche reti reali sono così omogenee, da essere classificabili in un'unica categoria. Per esempio “costruzione aerea” deve essere interpretata come “la maggior parte aerea” e “topologia radiale” non significa che non ci sia nessuna interconnessione. E' riconosciuto che queste caratteristiche sono spesso collegate tra loro. In realtà è stato deciso che i primi tre fattori sono raggruppabili insieme per formare 3 tipologie base di reti che vengono poi differenziate in termini di posa e topologia. Valutando le combinazioni più probabili di questi fattori si è prodotto un elenco di 11 tipologie di reti, come mostrato in tabella 1.2:

Tabella 1.2: Caratterizzazione delle reti EHV

AREA SERVITA	LUNGHEZZA LINEA	DENSITA' DI CARICO	POSA	TOPOLOGIA
Rurale	Lunga	Bassa	Aerea	Radiale
Rurale	Lunga	Bassa	Mista	Radiale
Suburbana	Media	Media	Aerea	Radiale
Suburbana	Media	Media	Mista	Radiale
Suburbana	Media	Media	Mista	Magliata
Suburbana	Media	Media	Interrata	Radiale
Suburbana	Media	Media	Interrata	Magliata
Urbana	Corta	Alta	Mista	Radiale
Urbana	Corta	Alta	Mista	Magliata
Urbana	Corta	Alta	Interrata	Radiale
Urbana	Corta	Alta	Interrata	Magliata

Altri fattori che sono stati considerati come importanti sono le dimensioni complessive della rete e i livelli di tensione presenti. La dimensione della rete può essere valutata in

termini di carico totale o come numero di nodi, ma può essere riassunta qui come "piccola" o "grande". Il numero di livelli di tensione presenti deve essere tale da costituire un buon campione delle situazioni realmente presenti nel Regno Unito. I fattori che sono stati ritenuti ininfluenti, sono la generazione distribuita e la presenza di carichi speciali. Questi elementi sono gli oggetti stessi dell'analisi per coloro i quali utilizzeranno le reti e per questo saranno aggiunti dagli utenti stessi.

1.2.1.2 Descrizioni di alto livello delle reti EHV

E' stato ritenuto che 11 tipi di reti fossero troppi, per questo solo 6 reti sono state scelte come modelli di reti EHV per il progetto UKGDS(Phase One). Dimensioni e livelli di tensione sono stati assegnati per fornire una certa variabilità tra le reti. La tabella 1.3 mostra le descrizioni di alto livello per le 6 reti.

Tabella 1.3: Descrizione di alto livello per le reti EHV

	Area servita	Lunghezza linea	Densità Utenti	Posa	Topologia	Dimensione	Tensioni [kV]
EHV1	Rurale	Lunga	Bassa	Aerea	Radiale	Piccola	132,33,11
EHV2	Rurale	Lunga	Bassa	Mista	Radiale	Larga	400,132,66,33,11
EHV3	Suburbana	Media	Media	Mista	Radiale	Larga	275,132,33,11,6.6
EHV4	Suburbana	Media	Media	Mista	Magliata	Piccola	275,132,33,11,6.6
EHV5	Urbana	Corta	Alta	Interrata	Magliata	Piccola	400,132,33,11,6.6
EHV6	Urbana	Corta	Alta	Interrata	Radiale	Larga	275,132,33,11,6.6

1.2.1.3 Definizione delle reti EHV in dettaglio

L'identificazione e l'analisi delle reti tipiche del Regno Unito insieme alle considerazioni sui requisiti per le reti test generiche forniscono una solida base per la definizione dei modelli di rete generici. Così ogni rete generica è stata ricavata da una rete tipica che corrispondeva alla descrizione della tabella 1.2. Le reti tipiche scelte come base per la definizione delle reti generiche sono state prese da una più vasta gamma possibile di imprese di distribuzione del Regno Unito. Inoltre, la presenza della generazione distribuita, carichi speciali o altre peculiarità della rete non hanno influenzato la scelta delle reti tipiche perché tali parametri sono stati rimossi nel processo di definizione delle reti generiche in dettaglio.

1.2.1.4 Requisiti per le reti test generiche

I modelli UKGDS riflettono circostanze tipiche presenti nelle reti di distribuzione inglesi, ma devono anche essere dei banchi di prova efficaci per il test di nuovi strumenti e per la ricerca. L'uso di reti reali come punto di partenza garantisce che i modelli scelti sono realistici, ma l'adattamento di tali reti per renderle più adatte alle funzioni per le quali sono preposte richiede la comprensione di alcuni requisiti.

Una rete test generica deve presentare le seguenti caratteristiche:

- Essere semplice e chiara in modo che gli utenti che hanno poca familiarità con essa possano iniziare a utilizzarla in modo rapido.
- Fornire un obiettivo cioè offrire la possibilità di testare tipi diversi di situazioni critiche.
- Essere facilmente adattabile alle esigenze dell'utente.
- Offrire la possibilità di confronto tra punti diversi della rete, da esempio due feeder simili uscenti dalla stessa cabina primaria.

1.2.1.5 Modifica delle reti tipiche per definire le reti generiche

Avendo stabilito l'insieme delle descrizioni di alto livello e identificato le fonti adatte dall'elenco delle reti tipiche, i modelli generici UKGDS sono stati definiti modificando la fonte dei dati di rete in vari modi. I Distribution Network Operators (DNO) pubblicano i "Long Term Development Statements" per garantire che le informazioni sulla rete sia di dominio pubblico e quindi che chiunque sia interessato ad allacciare generazione o carico alla rete può facilmente identificare opportunità e limiti nella rete. Queste informazioni hanno fornito un punto di partenza per l'individuazione di topologie di reti reali. Un processo di modifica è stato intrapreso per mascherare la fonte originale e rendere il modello adatto come una rete test generica. I passi generali coinvolti nel processo di creazione del modello generico sono riassunti di seguito:

- Rimozione di parti di rete per semplificare o ordinare il modello.
- Rimozione dei terminali aperti ad esempio rami collegati a nodi privi di carichi o di altre connessioni.
- Rimozione della generazione distribuita e rimozione dei nodi e rami associati se sono ridondanti.
- Rimozione o aggiustamento di carichi inusuali.
- Separazione o unione di nodi per riordinare il modello della rete, rimuovendo o introducendo linee a impedenza zero per rappresentare le sezioni interrotte.

- Controllo del rispetto dei limiti dei flussi di potenza nella rete in configurazione base.
- Controllo del rispetto dei limiti di tensione($\pm 6\%$) nella rete in configurazione base.
- Riduzione dell'impedenza di linea e dei trasformatori, per ridurre le perdite o far rientrare i livelli di tensione entro i limiti.
- Rendere coerenti determinati parametri, in particolare le impedenze, per esempio se solo alcuni trasformatori hanno una resistenza alla sequenza zero diversa da zero, si pongono tutte uguali a zero.
- Alterazione e arrotondamento dei parametri per mascherare la fonte originale dei dati. Si tratta di moltiplicare per un numero casuale in un intervallo specifico (0,9-1,1 o 0,95-1,05) e/o arrotondamento di numeri. Si utilizza lo stesso numero casuale per i relativi parametri per esempio nei trasformatori in parallelo, in modo che la loro relazione sia mantenuta.
- Aggiunta di un punto d'interconnessione mediante un generatore per rappresentare il resto della rete e aggiunta di un trasformatore per connettere questo nodo alla rete. Le impedenze del generatore e trasformatore sono impostate in modo da fornire la potenza di corto circuito tipica della rete.
- Aggiunta di generatori per rappresentare le interconnessioni con le reti vicine.
- Riassegnazione dei nomi e dei numeri dei nodi per mascherare i dati di origine e introduzione di un metodo coerente di numerazione. La rinominazione ha cercato di mantenere l'identificazione dei nodi nella stessa sottostazione.

Questo approccio, partendo dalle reti reali e continuando con le modifiche qui sopra, assicura che i modelli UKGDS EHV sono realistici e allo stesso tempo permettono di essere adatti come reti test generiche.

1.2.1.6 Modelli di Reti EHV

Le reti EHV identificate sono:

1. **EHV Network 1** – *“Small rural network with a sub-sea cable”*
Rete rurale a 33kV alimentata da un nodo a 132kV. La rete ha linee lunghe ed anche un cavo sottomarino che provoca problemi di tensione alle estremità della rete.
2. **EHV Network 2** – *“Large rural network”*
Rete rurale grande con interconnessioni a 132kV e tre reti separate a 33kV. Alcune di queste tre reti hanno degli anelli di magliatura ma nonostante questo ci sono dei problemi di tensione, alleviati dalla presenza di capacità in derivazione.

3. **EHV Network 3** – “*Radial suburban network*”

Area suburbana con cavi in posa mista. La topologia è principalmente radiale ma ci sono delle interconnessioni all’interno della rete e con reti vicine a 33kV.

4. **EHV Network 4** – “*Meshed suburban network*”

Rete suburbana magliata. Ci sono interconnessioni con reti vicine a 132 kV.

5. **EHV Network 5** – “*Meshed urban network*”

Rete urbana magliata con conversioni dirette 132/11kV ma con un carico distortore connesso con un trasformatore 33/6.6kV.

6. **EHV Network 6** – “*Radial urban network*”

Rete urbana in cavo interrato. La topologia è fortemente radiale con conversioni tradizionali 132/33kV e 33/11kV.

7. **EHV1 for Active Management**

Questa è una versione ridotta (16 nodi) della rete EHV1 con parametri aggiuntivi utilizzati nell’Active Management Planning Tool.

1.2.2 Reti HV

Le reti generiche HV sono state definite attraverso l’analisi quantitativa del database dei dati delle linee HV. Il database contiene un gran numero di linee a 11kV e un numero ridotto di linee a 6,6kV, anche se il livello di tensione non è stato usato nell’analisi.

Le reti HV prima di tutto sono state classificate in base al tipo di posa delle linee poiché questo è anche indice del tipo di area servita. Le aree urbane sono in genere alimentate con linee interrate, mentre le aree rurali normalmente sono alimentate con linee aeree. Le linee sono classificate come interrate o aeree se la loro lunghezza consiste in almeno 90% di linea interrata o 90% di linea aerea rispettivamente. In caso contrario sono classificate come miste.

All’interno di queste classificazioni, le reti generiche HV sono state ottenute attraverso l’analisi dei seguenti parametri:

- Lunghezza delle linee
- Numero di trasformatori in ogni feeder

Funzioni di densità di probabilità sono state utilizzate per identificare i valori limite e per le classificazioni. Per le classi selezionate, i tipi di circuito generici sono stati

definiti sulla base di parametri medi. Questi tipi di circuito sono poi stati aggiunti a delle sottostazioni HV per creare le reti generiche HV.

Separatamente per le reti interrate, aeree e miste è stata adottata una procedura che ha permesso l'identificazione delle connessioni tipiche:

1. Calcolo della funzione densità di probabilità della lunghezza
2. Calcolo della funzione densità di probabilità del numero di trasformatori
3. Identificazione dei tipi di circuiti
4. Scelta di un sottoinsieme significativo di tipi
5. Creazione delle reti utilizzando valori medi

Questo processo è spiegato qui di seguito.

1.2.2.1 Linee Interrate

La figura 1.3 mostra la funzione di densità di probabilità della lunghezza delle linee interrate. Si nota in figura che per una lunghezza di 5000 m e 9000 m ci sono “dei buchi” nell'andamento. Queste lunghezze sono usate come limiti per la classificazione dei circuiti interrati.

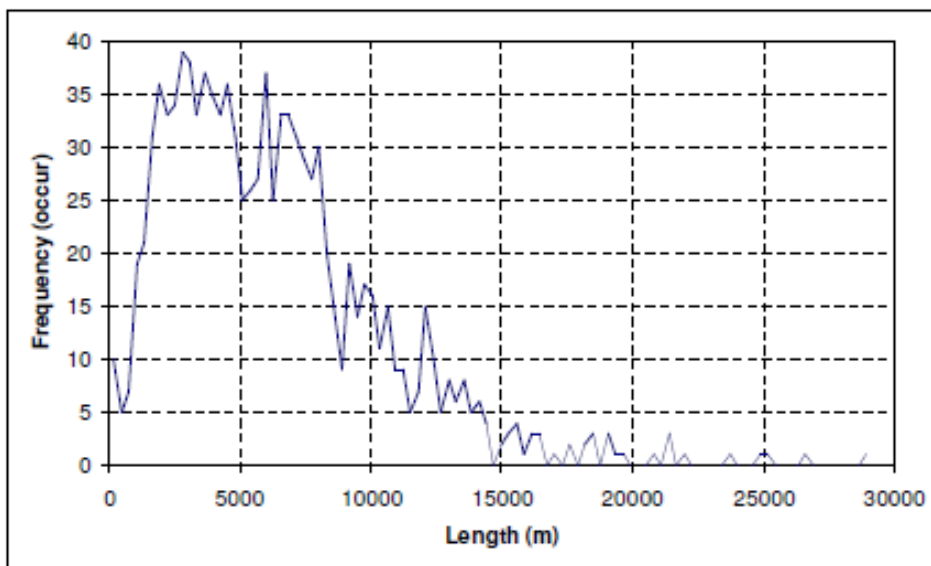


Figura 1.3: Densità di probabilità della lunghezza delle linee interrate

La figura 1.4 mostra la funzione di densità di probabilità del numero di trasformatori di distribuzione connessi alla linea. I limiti per questo parametro sono stati scelti a 7,5 e 18,5 trasformatori per circuito.

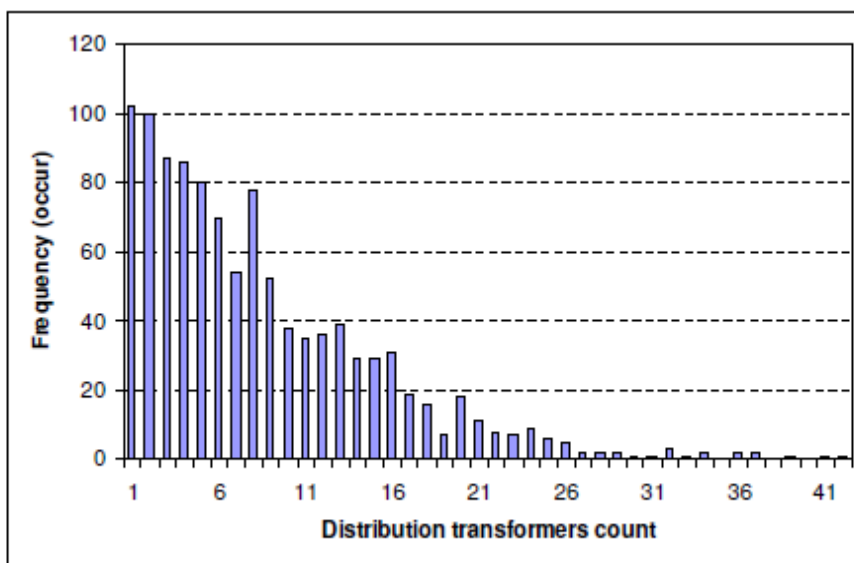


Figura 1.4: Densità di probabilità numero di trasformatori connessi a linee interrato

Le linee interrato sono state classificate in base ai limiti individuati dalle funzioni densità di probabilità. Ciò ha portato alla definizione di 8 tipologie di reti, mostrate nella tabella 1.4.

Tabella 1.4: Tipologie di linee HV interrato

Type	Number of Circuits	Circuit Length	Number of Transformers
1	436	0 – 5000 m	1 – 7
2	44	0 – 5000 m	8 – 18
3	127	5000 – 9000 m	1 – 7
4	236	5000 – 9000 m	8 – 18
5	2	5000 – 9000 m	19 – 42
6	16	> 9000 m	1 – 7
7	122	> 9000 m	8 – 18
8	90	> 9000 m	18 – 42

Le tipologie 1,3,4,7 e 8 sono state scelte in quanto ritenuti sufficienti per descrivere la maggior parte delle reti. Per questi cinque tipi, i circuiti generici sono stati costruiti utilizzando i parametri medi. Queste linee sono mostrate in figura 1.5, dove il numero accanto al circuito indica il tipo. Una linea orizzontale rappresenta la parte principale del circuito mentre le linee verticali rappresentano le derivazioni. Il simbolo del generatore rappresenta il luogo dove è collegato un generatore distribuito. Gli utenti possono aggiungere generatori distribuiti in ogni nodo, se lo desiderano.

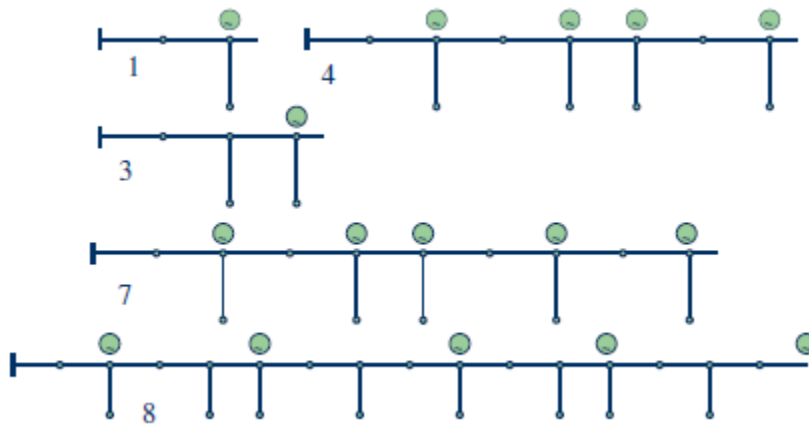


Figura 1.5: Schematizzazione tipologie linee HV interrate

Lunghezze e tipi di conduttore sono mostrati nella tabella 1.5.

Tabella 1.5: reti generiche HV interrate

Type	Main		Tee	
	Length (m)	Conductor	Length (m)	Conductor
1	1504	185AL	236	95AL
3	1963	185AL	251	95AL
4	902	300AL	205	95AL
7	1110	300AL	216	95AL
8	805	300AL	276	95AL

Dall'analisi dei dati si è ricavato che il numero medio delle linee alimentate da una sottostazione primaria è 8. Il numero delle linee di ogni tipo, come mostrato in tabella 1.3, è stato utilizzato per determinare la porzione di linea nel modello di rete generico. Una rete HV generica interrata è illustrata in figura 1.6 ed è dotata di due trasformatori che alimentano una sbarra a 11kV, la quale alimenta tre linee di tipo 1, due linee di tipo 4, e una linea di tipo 3, di tipo 7 e di tipo 8.

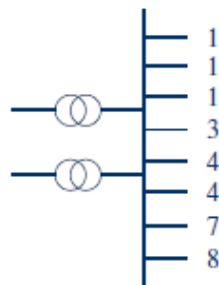


Figura 1.6: Tipi di linee nella rete generica HV interrata

1.2.2.2 Linee Aeree

La figura 1.7 mostra la funzione densità di probabilità della lunghezza delle linee aeree. I limiti per la classificazione delle linee aeree sono stati scelti tra 30 e 60 km.

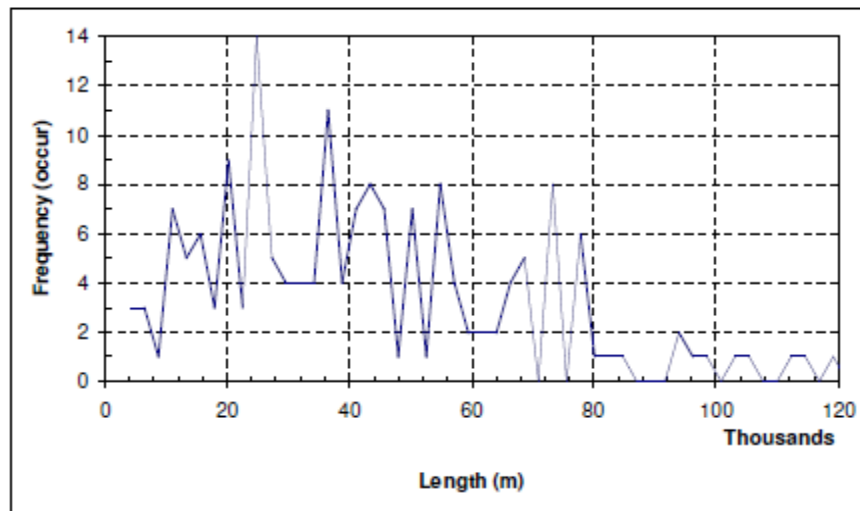


Figura 1.7: densità di probabilità della lunghezza delle linee aeree

La figura 1.8 mostra la funzione densità di probabilità del numero di trasformatori di distribuzione connessi a una linea aerea. I limiti per questo parametro sono 65.5 e 120.5 trasformatori.

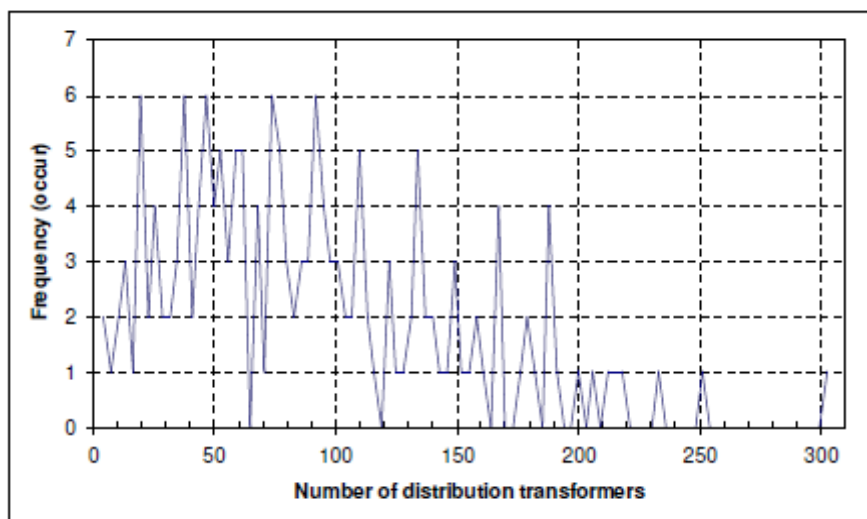


Figura 1.8: densità di probabilità numero di trasformatori connessi a linee aeree

Le linee aeree sono state classificate in base ai limiti individuati per la lunghezza delle linee e per il numero di trasformatori. Ciò ha portato alla specifica di 7 tipi di reti come mostrato in tabella 1.6.

Tabella 1.6: Tipi di linee aeree

Type	Number of Circuits	Circuit Length (km)	Number of Transformers
1	58	<30	<66
2	4	<30	66 – 120
3	10	30 – 60	<66
4	48	30 – 60	66 – 120
5	10	30 – 60	>120
6	3	>60	66 – 120
7	37	>60	>120

Le tipologie 1,3,4,5 e 7 sono state scelte in quanto ritenuti sufficienti per descrivere la maggior parte delle reti. Per questi 5 tipi, i circuiti generici sono stati costruiti utilizzando i parametri medi. Queste linee sono mostrate da figura 1.9 a 1.13. Una lunga linea orizzontale con linee verticali che terminano con un punto aperto rappresenta la parte principale del circuito, mentre le restanti brevi linee verticali e orizzontali rappresentano biforcazioni.

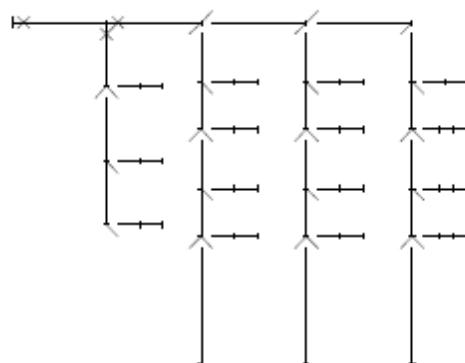


Figura 1.9: Topologia linee aeree Tipo 1

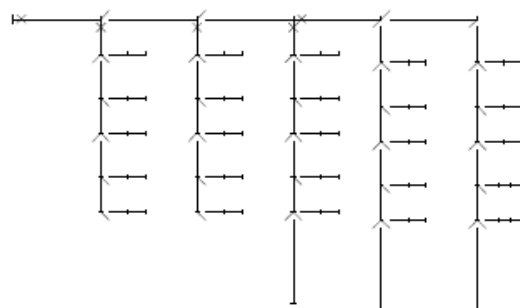


Figura 1.10: Topologia linee aeree Tipo 3

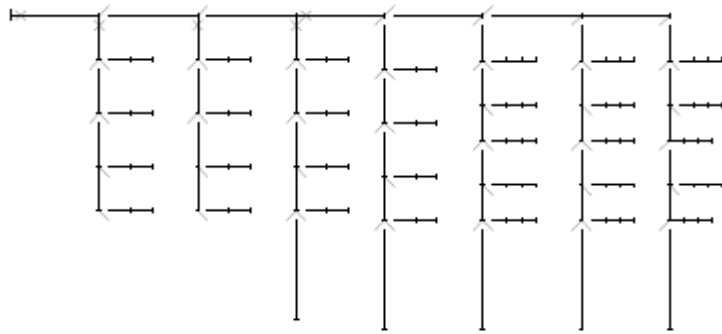


Figura 1.11: Topologia linee aeree Tipo 4

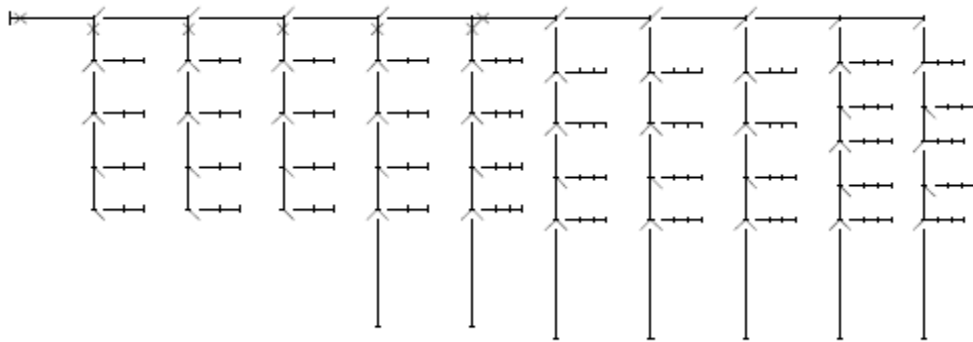


Figura 1.12: Topologia linee aeree tipo 5

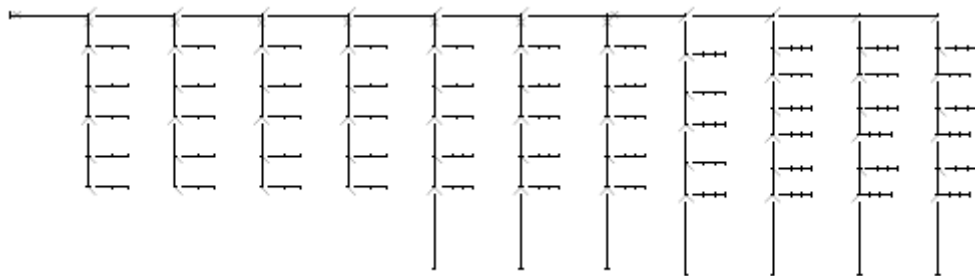


Figura 1.13: Topologia linee aeree tipo 7

Le lunghezze di ogni parte delle linee sono riportate in tabella 1.7. Il Primo numero della colonna “Main” della tabella (di fronte al simbolo //) rappresenta la lunghezza dei segmenti nella parte orizzontale del circuito principale e il secondo numero rappresenta la lunghezza dei segmenti della parte verticale dei circuiti.

Tabella 1.7: Caratteristiche linee generiche aeree

Type	Main	Spur
	Length of segments (m)	Length of segments (m)
1	550 // 410	400/260
3	700 // 420	440/290
4	600 // 450/360	430/290
5	530 // 390/320	380/250
7	720 // 430/360	440/290

Si è riscontrato che per le reti aeree vi sono tipicamente da 1 a 5 linee per ogni sottostazione. Due generiche linee aeree HV sono definite qui sotto, ciascuna con tre linee. L'assegnazione dei tipi di linea aerea in ciascuna delle reti generiche è mostrata in figura 1.14.

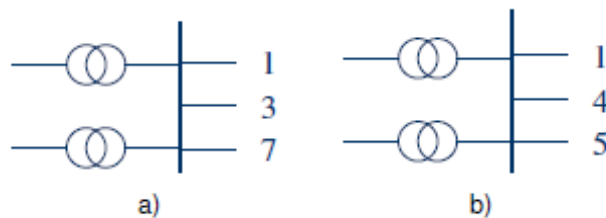


Figura 1.14: Tipi di linee nelle reti generiche HV aeree

1.2.2.3 Linee Miste

Le linee miste sono quelle composte sia da linee aeree sia linee interrate. La figura 1.15 mostra la funzione di densità di probabilità della lunghezza delle linee miste. Per la classificazione delle linee miste, 14,5 km e 29 km sono stati scelti come valori limite.

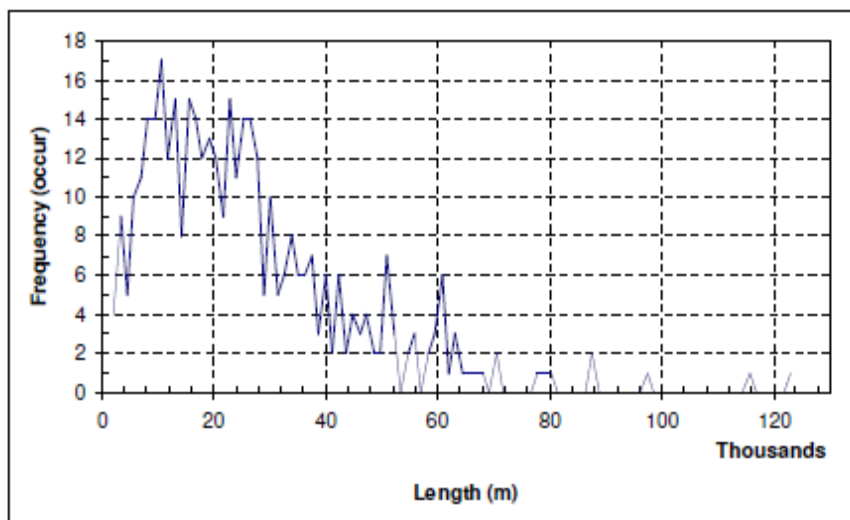


Figura 1.15: Densità di probabilità della lunghezza delle linee miste

La figura 1.16 mostra la funzione densità di probabilità del numero di trasformatori di distribuzione connessi alle linee miste. I valori limite per questo parametro sono 41.5 e 82.5 trasformatori per circuito.

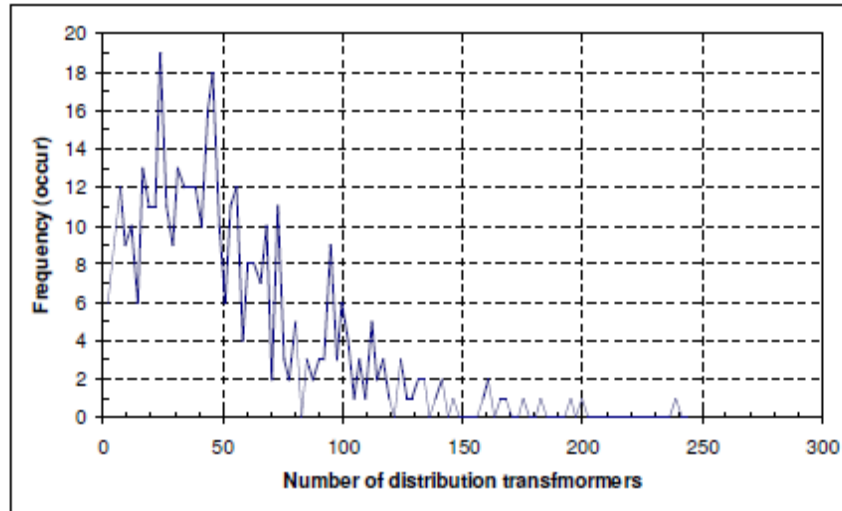


Figura 1.16: Densità di probabilità del numero di trasformatori connessi alle linee miste

In base ai limiti individuati per la lunghezza delle linee e del numero di trasformatori, le linee miste sono state classificate in 10 tipi, come mostrato in tabella 1.8. I primi cinque tipi hanno la parte interrata all’inizio del circuito e la parte aerea alla fine (UO). Le altre linee iniziano con la parte aerea e finiscono con la parte interrata (OU).

Tabella 1.8: Tipi di linee miste

Type	Number of Circuits	Order	Circuit Length (km)	Number of Transformers
1	79	UO	<14.5	<42
2	55	UO	14.5 – 29	<42
3	66	UO	14.5 – 29	42 – 82
4	39	UO	>29	42 – 82
5	52	UO	>29	>82
6	37	OU	<14.5	<42
7	10	OU	14.5 – 29	<42
8	16	OU	14.5 – 29	42 – 82
9	16	OU	>29	42 – 82
10	21	OU	>29	>82

Per ogni tipo di linea mista, i circuiti generici sono stati costruiti utilizzando i parametri medi. I dieci tipi di linee sono mostrati dalla figura 1.17 a figura 1.26.

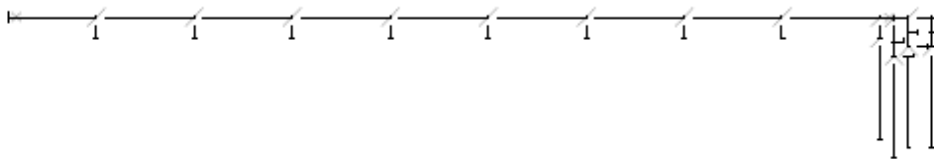


Figura 1.17: Topologia linee miste Tipo 1

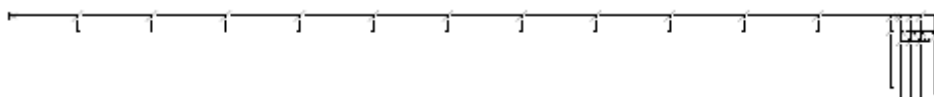


Figura 1.18: Topologia linee miste Tipo 2

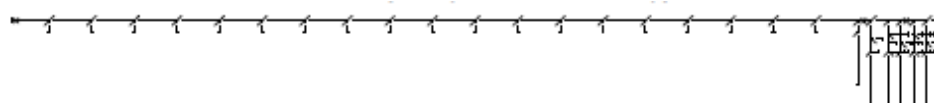


Figura 1.19: Topologia linee miste Tipo 3

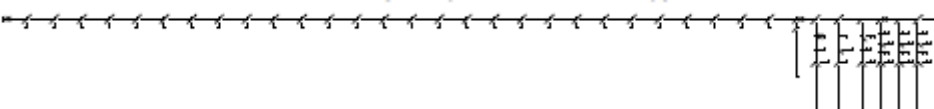


Figura 1.20: Topologia linee miste Tipo 4

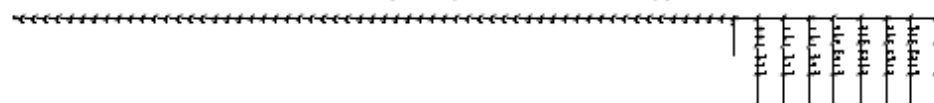


Figura 1.21: Topologia linee miste Tipo 5

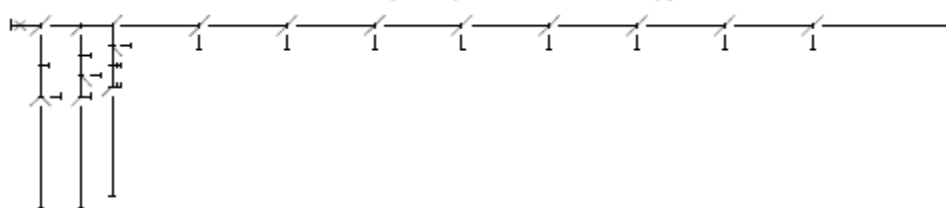


Figura 1.22: Topologia linee miste Tipo 6

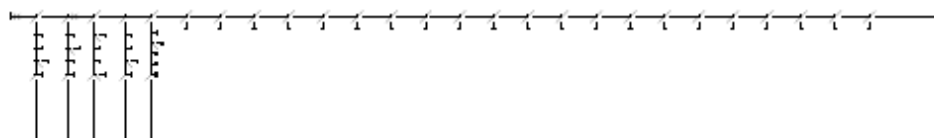


Figura 1.23: Topologia linee miste Tipo 7

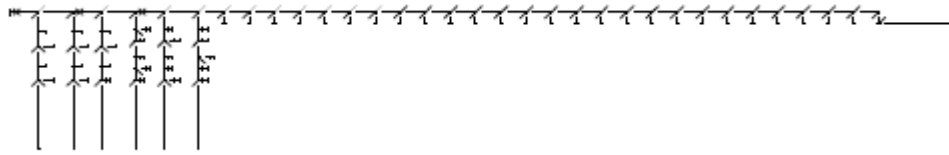


Figura 1.24: Topologia linee miste Tipo 8

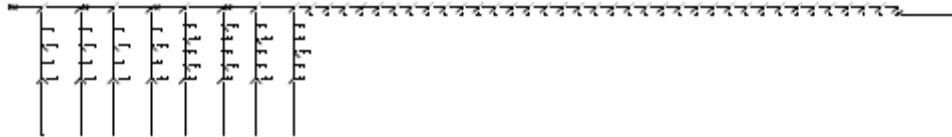


Figura 1.25: Topologia linee miste Tipo 9

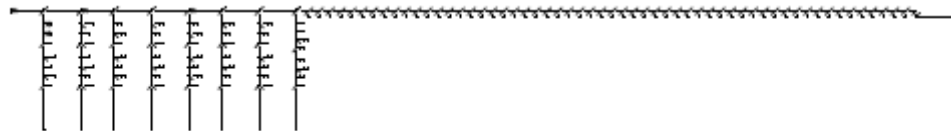


Figura 1.26: Topologia linee miste Tipo 10

E' stato accertato che ci sono tipicamente da 1 a 5 linee per sottostazione di partenza, come mostrato in figura 1.27. Quattro reti generiche miste HV sono state definite, ognuna con 3 linee. L'assegnazione dei tipi di circuito misto in ciascuna delle reti generiche è mostrata in figura 1.28.

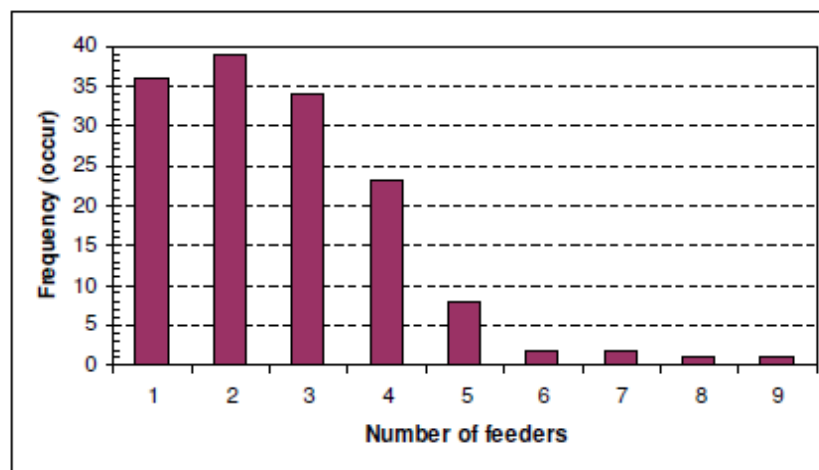


Figura 1.27: Numero di linee per sottostazione di partenza

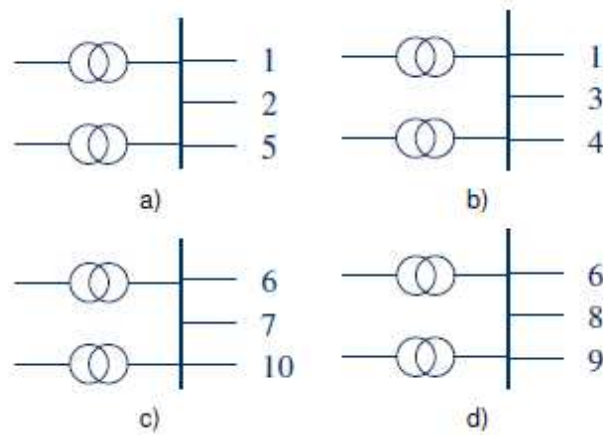


Figura 1.28: Tipi di linee nelle reti generiche HV miste

1.2.2.4 Modelli di rete HV

Seguendo la procedura descritta sono state definite le seguenti reti HV UKGDS:

1. HV Network OH-UGa

Rete rurale (linee aeree) 11kV e urbana (interrata) alimentate da un nodo a 33kV.

2. HV Network OH-UGb

Rete rurale (linee aeree) 11kV e urbana (interrata) alimentate da un nodo a 33kV.

3. HV Network OHa

Rete rurale (linee aeree) 11kV alimentate da un nodo a 33kV.

4. HV Network OHb

Rete rurale (linee aeree) 11kV alimentate da un nodo a 33kV.

5. HV Network UG

Rete urbana (interrata) 11kV alimentate da un nodo a 33kV.

6. HV Network UG-OHa

Rete urbana (linee interrate) 11kV e rurale (linee aeree) alimentate da un nodo a 33kV.

7. HV Network UG-OHb

Rete urbana (linee interrate) 11kV e rurale (linee aeree) alimentate da un nodo a 33kV.

1.3 Formato dei modelli UKGDS

1.3.1 Introduzione

Il formato UKGDS, che utilizza fogli di calcolo, è stato implementato dagli sviluppatori delle reti di riferimento del progetto UKGDS ed è concepito in modo tale da permettere l'importazione delle reti in tre ambienti di simulazione scelti, mediante appositi "traduttori" sviluppati in Visual Basic. Il formato XML CIM mira a essere lo standard nello scambio dati nell'ambito del sistema elettrico. Il formato DGS è quello utilizzato da Digsilent per scambiare informazioni con altre sorgenti quali Database Access o Excel.

Il formato dati elaborato per rappresentare le reti di riferimento UKGDS ha facilitato la creazione di tool di conversione nei tre software proprietari di analisi selezionati. Questo formato è l'unione degli insiemi di parametri impiegati in tre software di simulazione elencati qui di seguito:

- PSS/E (Siemens)
- IPSA (IPSA POWER UK)
- DINIS (Fujitsu)

Secondo gli sviluppatori il linguaggio migliore per rappresentare i modelli sarebbe xml, ma è stato preferito per semplicità un formato di tipo Excel o Ascii.

1.3.2 Descrizione del modello UKGDS

Tutti i modelli UKGDS sono rappresentati in un formato standard, rappresentato da un foglio Excel organizzato in 9 schede, come è visibile nella figura 1.29. In realtà le prime due schede sono solo a scopo informativo e le altre sette servono ai fini del calcolo.

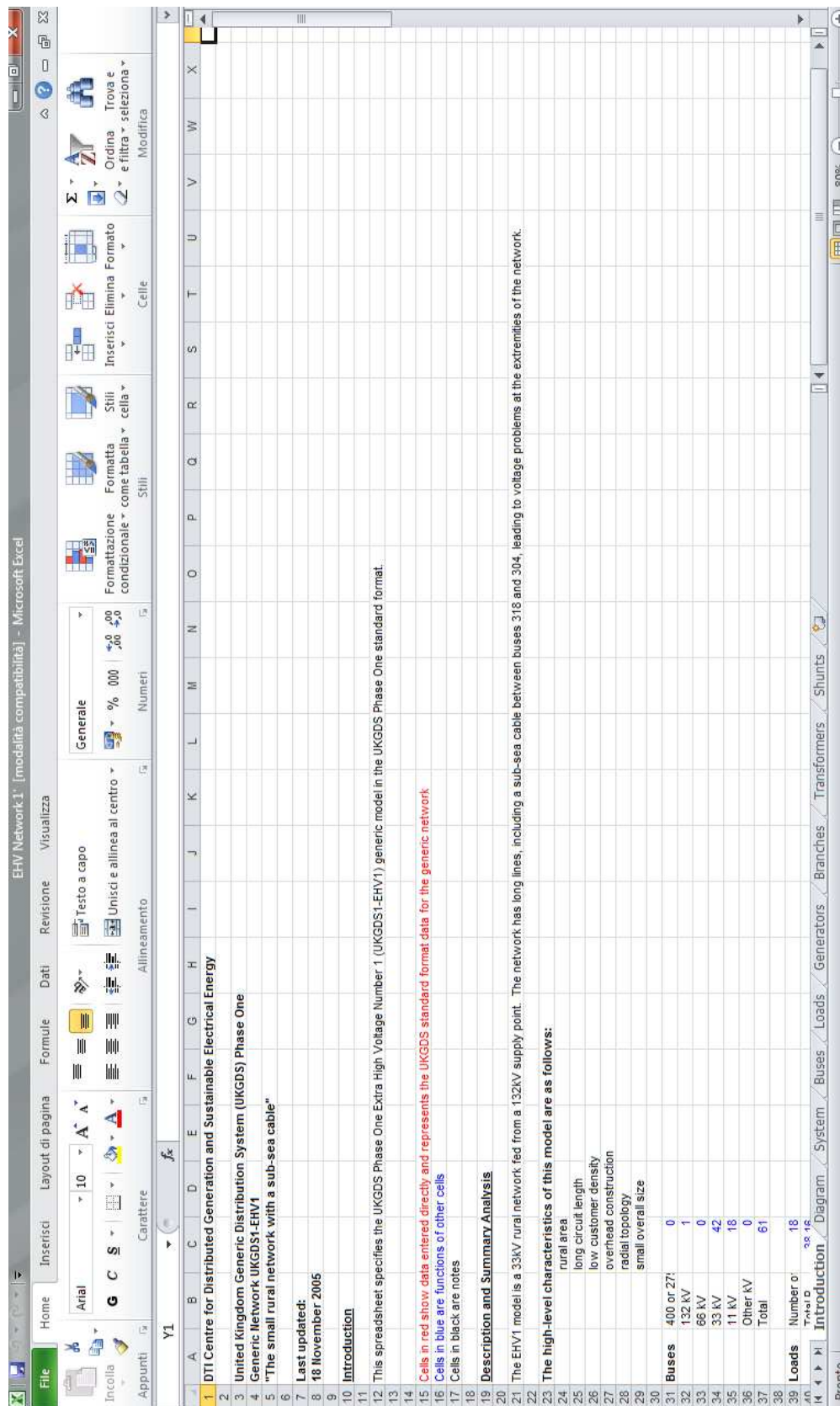


Figura 1.29: Formato standard modello UKGDS

È presa come riferimento la rete “EHV Network 1”. La struttura del modello è così organizzata:

- **Introduction.** Sono descritte in questo foglio le caratteristiche generali della rete quali:
 - Descrizione sommaria della rete (tipo di rete e livelli di tensione)
 - Caratteristiche di alto livello (definite nella tabella 1.3)
 - Informazioni generali sui Nodi
 - Informazioni generali sui Carichi
 - Informazioni generali sui Generatori
 - Informazioni generali sulle Linee
 - Informazioni generali sui Trasformatori
 - Informazioni generali sugli Shunt qualora ce ne fossero

DTI Centre for Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy																
United Kingdom Generic Distribution System (UKGDS) Phase One																
Generic Network UKGDS1-EHV1																
"The small rural network with a sub-sea cable"																
Last updated:																
18 November 2005																
Introduction																
This spreadsheet specifies the UKGDS Phase One Extra High Voltage Number 1 (UKGDS1-EHV1) generic model in the UKGDS Phase One standard format.																
Cells in red show data entered directly and represents the UKGDS standard format data for the generic network																
Cells in blue are functions of other cells																
Cells in black are notes																
Description and Summary Analysis																
The EHV1 model is a 33kV rural network fed from a 132kV supply point. The network has long lines, including a sub-sea cable between buses 318 and 304, leading to voltage problems at the extremities of the network.																
The high-level characteristics of this model are as follows:																
	rural area															
	long circuit length															
	low customer density															
	overhead construction															
	radial topology															
	small overall size															
Buses	400 or 275	0	Loads	Number of loads	18	Generators	2	Branches	Number of branches	43	Transformers	Number of transformers	23	Shunts	Number of shunts	0
132 kV	1		Total P		38,16			Total length		244,62		Average TR1		0,769596	Average SHR	#DIV/0!
66 kV	0		Total Q		7,74			Average length		5,688837		Average TX1		6,030139	Average SHX	#DIV/0!
33 kV	42		Average P		2,12			Average CR1		0,192512		Average Rating		7,391304		
11 kV	18		Average Q		0,43			Average CX1		0,185512						
Other kV	0							Average Rating CM1		18,72093						
Total	61															

Figura 1.30: Introduction

- **Diagram.** In questo foglio è rappresentato lo schema della rete secondo criteri ben definiti:
 - I nodi sono rappresentati mediante un cerchio con all’interno il numero del nodo
 - Il numero dei nodi individua anche il livello di tensione, per esempio
 - 321: nodo a 33 kV
 - 1101: nodo a 11 kV
 - 6601: nodo a 6,6 kV
 - Le linee sono rappresentate mediante connessioni tra due cerchi

- Il colore dei nodi e delle linee sono differenziati in base al livello di tensione
 - Rosso: 400 kV o 275 kV
 - Nero: 132 kV
 - Blu: 66 kV o 33 kV
 - Verde: 11kV o 6,6 kV
- I carichi sono rappresentati da un triangolo collegato al nodo
- I trasformatori sono rappresentati mediante due cerchi aventi il colore in base al livello di tensione
- I generatori sono rappresentati da un cerchio con all'interno il simbolo della sinusoide
- I generatori vengono anche utilizzati per rappresentare interconnessioni con reti vicine
- Linee a impedenza zero sono rappresentate mediante linee più grosse
- Gli shunt sono rappresentati mediante condensatori collegati al nodo

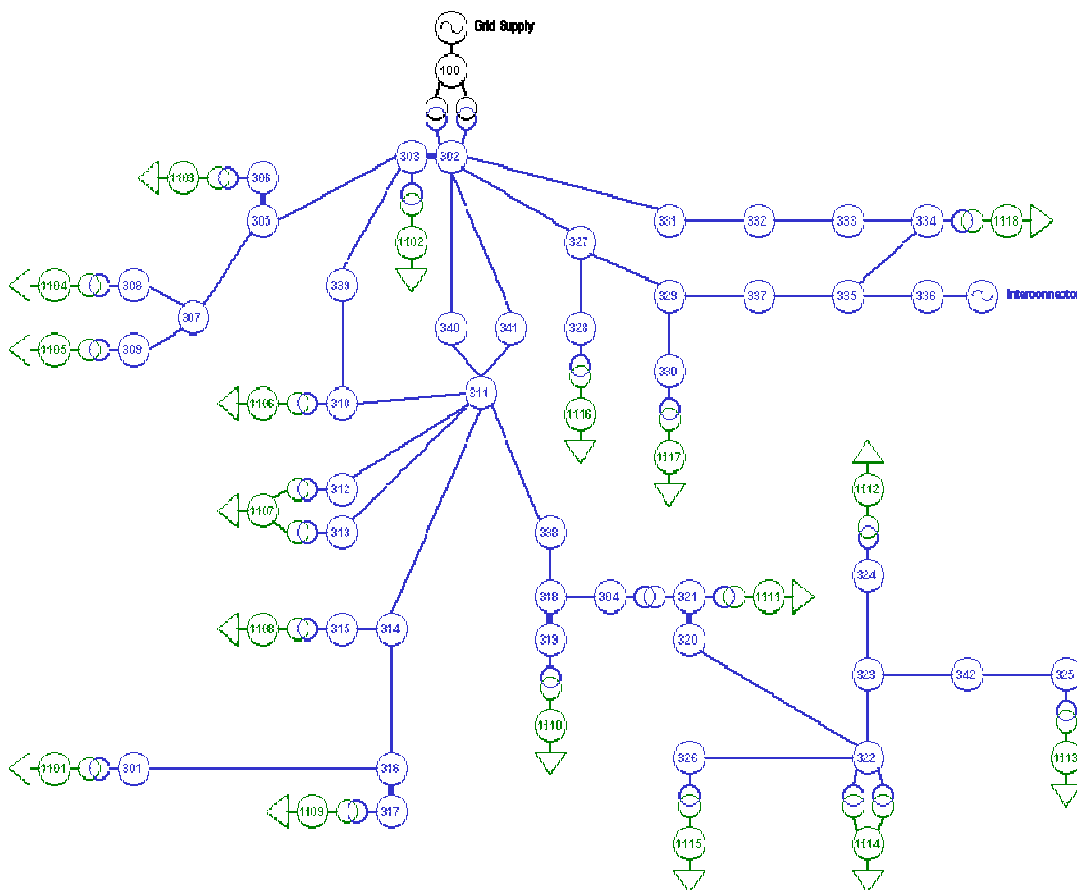


Figura 1.31: Diagram

- **System.** Sono fornite altre informazioni generali quali:
 - Potenza base di sistema(utilizzata per il calcolo di tutte le impedenze eccetto quelle dei generatori)
 - Nome della rete
 - Nodo di saldo
 - Profili

Parameter	Symbol	Commentary								
System MVA Base	SMB	The system MVA base is the base value for all per unit impedances except for generator impedances								
Text Description	STD	A brief textual description will identify the model								
System Slack Bus	SSB	The system slack bus must have a generator attached and is used in load flow to balance the system								
Profile Time	SPT	The profile time will make reference to the profile data and adjust the load and generator values accordingly								
Parameter	Symbol	Value								
System MVA Base	SMB	100								
Text Description	STD	UKGDS1-EHV1								
System Slack Bus	SSB	100								
Profile Time	SPT	Average								

Figura 1.32: System

- **Buses.** Descrizione dei nodi le cui caratteristiche principali sono:
 - BNU: Nome
 - BXC, BYC: Coordinate X e Y (richieste dal software DINIS)
 - BBV: Tensione Base
 - BTY: Tipo di nodo (Saldo,PV,PQ)
 - BVN,BVX: Valore massimo e minimo della tensione in per unità
 - BVA: Angolo di partenza della tensione

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

Parameter	Number	Name	X Co-ordi	Y Co-ordi	Base Volt	Bus Type	Status	Target Vo	Minimum	Maximum	Voltage	Angle
Symbol	BNU	BNA	BXC	BYC	BBV	BTY	BST	BTV	BVN	BVX	BVA	
Values	100		10	40	132	Slack	1	1	0,97	1,03	0	
	301		10	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	302		20	20	33	PQ	1	1	1,01	1,03	0	
	303		30	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	304		40	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	305		50	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	306		60	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	307		70	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	308		80	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	309		90	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	310		100	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	311		110	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	312		120	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	313		130	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	314		140	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	315		150	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	316		160	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	317		170	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	318		180	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	319		190	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	320		200	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	321		210	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	322		220	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	323		230	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	324		240	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	325		250	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	326		260	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	327		270	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	328		280	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	329		290	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	330		300	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	331		310	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	332		320	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	333		330	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	334		340	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	335		350	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	336		360	20	33	PV	1	1	0,97	1,03	0	
	337		370	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	338		380	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	339		390	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	340		400	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	341		410	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	342		420	20	33	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1101		10	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1102		20	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1103		30	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1104		40	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1105		50	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1106		60	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1107		70	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1108		80	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1109		90	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1110		100	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1111		110	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1112		120	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1113		130	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1114		140	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1115		150	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1116		160	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1117		170	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	
	1118		180	10	11	PQ	1	1	0,97	1,03	0	

Figura 1.33: Buses

- **Loads.** Descrizione dei carichi le cui principali caratteristiche sono:
 - LBN: Nodo dove il carico è connesso
 - LPO: Potenza Attiva espressa in MW
 - LQA: Potenza Reattiva espressa in MVA_r
 - LTY: Tipo di profilo utilizzato
 - LST: il carico può essere collegato (1) o non collegato (0)

Parameter	Load Bus	Load ID	Real Pow	Reactive	Profile Ty	Status
Symbol	LBN	LID	LPO	LQA	LTY	LST
Values	1101	1	1,9	0,39	1	1
	1102	1	1,5	0,3	1	1
	1103	1	0,28	0,06	1	1
	1104	1	0,32	0,06	1	1
	1105	1	3,31	0,67	1	1
	1106	1	1,93	0,39	1	1
	1107	1	18,4	3,74	1	1
	1108	1	1,9	0,39	1	1
	1109	1	0,06	0,01	1	1
	1110	1	0,06	0,01	1	1
	1111	1	0,55	0,11	1	1
	1112	1	0,04	0,01	1	1
	1113	1	0,77	0,15	1	1
	1114	1	2,7	0,55	1	1
	1115	1	2,85	0,58	1	1
	1116	1	0,8	0,16	1	1
	1117	1	0,21	0,04	1	1
	1118	1	0,58	0,12	1	1

Figura 1.34: Loads

- **Generators.** Le principali caratteristiche di questo foglio sono:
 - GBN: Nodo dove il generatore è connesso
 - GPO: Potenza Attiva del generatore espressa in MW
 - GPX: Valore Massimo della potenza Attiva espressa in MW
 - GPN: Valore Minimo della potenza Attiva espressa in MW
 - GQA: Potenza Reattiva del generatore espressa in MVAr
 - GQX: Valore Massimo della potenza Reattiva espressa in MVAr
 - GQN: Valore Minimo della potenza Reattiva espressa in MVAr
 - GTY: Tipo di Profilo
 - GMB: Potenza base del generatore(le impedenze del solo generatore sono calcolate utilizzando questo valore)
 - GR1,GR0: Resistenze alla sequenza diretta inversa e zero espresse in per unità di macchina
 - GX1,GX0: Reattanze alla sequenza diretta inversa e zero espresse in per unità di macchina

Parameter	Bus Num	Generato	Real Pow	Maximum	Minimum	Reactive	Maximum	Minimum	Profile Ty	Ty	Status	Controller	Generato	Positive a	Positive a	Zero Seq	Zero Sequence	Reactance
Symbol	GBN	GID	GPO	GPX	GPN	GQA	GQX	GQN	GTY	GST	GCB	GMB	GR1	GX1	GR0	GX0		
Values	100	1	30	60	-60	10	60	-60	1	1	1	0	100	0	0,05	0	0,05	
	336	1	0	15	-15	0	15	-15	1	1	1	0	100	0	0,5	0	0,5	

Figura 1.35: Generators

- **Branches.** Sono forniti i parametri delle linee i cui principali sono:
 - CFB: Nodo di partenza
 - CTB: Nodo di arrivo

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

- CR1,CR0: Resistenze alla sequenza diretta, inversa e zero espresse in per unità di sistema
- CX1,CX0: Reattanze alla sequenza diretta, inversa e zero espresse in per unità di sistema
- CB1,CB0: Suscettanza alla sequenza diretta inversa e zero espresse in per unità di sistema
- CLE: Lunghezza della linea

Parameter Symbol Values	From Bus CFB	To Bus CTB	Branch ID CID	Positive a CR1	Positive a CX1	Positive a CB1	Zero Seq CR0	Zero Seq CX0	Zero Seq CB0	Rating Or CM1	Rating Tw CM2	Rating Th CM3	Length CLE	Status CST
	302	303	1	0	0,001	0	0,001	0,001	0	40	44	20	0,08	1
	302	327	1	0,213	0,284	0	0,64	0,852	0	20	22	10	8,69	1
	302	331	1	0,091	0,121	0	0,273	0,364	0	20	22	10	3,71	1
	302	340	1	0,227	0,302	0	0,681	0,907	0	20	22	10	9,24	1
	302	341	1	0,104	0,199	0	0,311	0,596	0	25	27,5	12,5	6,3	1
	303	305	1	0,128	0,094	0	0,379	0,28	0	15	16,5	7,5	2,75	1
	303	339	1	0,1	0,225	0	0,299	0,674	0	25	27,5	12,5	6,1	1
	305	306	1	0	0,001	0	0,001	0,001	0	30	33	15	1,03	1
	305	307	1	0,056	0,041	0	0,168	0,124	0	15	16,5	7,5	1,14	1
	307	308	1	0,002	0,001	0	0,006	0,004	0	15	16,5	7,5	0,04	1
	307	309	1	0,507	0,374	0	1,521	1,123	0	15	16,5	7,5	10,34	1
	310	311	1	0,216	0,287	0	0,648	0,862	0	20	22	10	8,79	1
	311	312	1	0,03	0,026	0,002	0,047	0,049	0,002	20	22	10	2,14	1
	311	313	1	0,031	0,032	0,001	0,064	0,075	0,001	20	22	10	1,97	1
	311	314	1	0,517	0,376	0	1,55	1,126	0	15	16,5	7,5	10,53	1
	311	338	1	0,079	0,106	0	0,238	0,317	0	20	22	10	3,23	1
	314	315	1	0,009	0,007	0	0,027	0,02	0	15	16,5	7,5	0,18	1
	314	316	1	0,166	0,121	0	0,499	0,363	0	15	16,5	7,5	3,39	1
	316	301	1	0,228	0,227	0	0,685	0,682	0	15	16,5	7,5	6,76	1
	316	317	1	0	0,001	0	0,001	0,001	0	30	33	15	0,92	1
	318	304	1	0,336	0,27	0,006	0,572	0,584	0,006	15	16,5	7,5	12,32	1
	318	319	1	0	0,001	0	0,001	0,001	0	30	33	15	0,93	1
	320	321	1	0	0,001	0	0,001	0,001	0	30	33	15	0,91	1
	320	322	1	0,538	0,733	0	1,613	2,198	0	15	16,5	7,5	22,28	1
	322	323	1	1,126	0,873	0,001	3,33	2,477	0,001	15	16,5	7,5	23,33	1
	322	326	1	0,944	0,657	0	2,833	1,971	0	15	16,5	7,5	19,05	1
	323	324	1	0,045	0,02	0	0,134	0,059	0	10	11	5	0,46	1
	323	342	1	0,238	0,173	0	0,715	0,519	0	15	16,5	7,5	4,86	1
	327	328	1	0,053	0,023	0	0,158	0,069	0	10	11	5	0,54	1
	327	329	1	0,094	0,11	0,001	0,247	0,31	0,001	15	16,5	7,5	3,69	1
	329	330	1	0,039	0,039	0	0,117	0,117	0	15	16,5	7,5	1,16	1
	329	337	1	0,083	0,083	0	0,249	0,248	0	15	16,5	7,5	2,46	1
	331	332	1	0,113	0,1	0,002	0,234	0,261	0,002	15	16,5	7,5	4,22	1
	332	333	1	0,153	0,203	0	0,457	0,609	0	20	22	10	6,21	1
	334	333	1	0,149	0,108	0	0,446	0,325	0	15	16,5	7,5	3,04	1
	335	334	1	0,4	0,291	0	1,2	0,872	0	15	16,5	7,5	8,16	1
	335	336	1	0,401	0,292	0	1,204	0,875	0	15	16,5	7,5	8,19	1
	337	335	1	0,088	0,088	0	0,264	0,263	0	15	16,5	7,5	2,61	1
	338	318	1	0,026	0,016	0,001	0,033	0,025	0,001	15	16,5	7,5	0,9	1
	339	310	1	0,098	0,221	0	0,294	0,663	0	25	27,5	12,5	5,95	1
	340	311	1	0,216	0,287	0	0,648	0,862	0	20	22	10	8,79	1
	341	311	1	0,208	0,398	0	0,624	1,195	0	25	27,5	12,5	12,63	1
	342	325	1	0,226	0,164	0	0,677	0,492	0	15	16,5	7,5	4,6	1

Figura 1.36: Branches

- **Transformers.** Sono forniti i parametri dei trasformatori i cui principali sono:
 - TFB: Nodo di partenza
 - TTB: Nodo di arrivo
 - TID: Numero di trasformatori presenti tra stesse coppie di nodi
 - TR1,TR0: Resistenza alla sequenza diretta inversa e zero espresse in per unità di sistema
 - TX1,TX0: Reattanza alla sequenza diretta inversa e zero espresse in per unità di sistema
 - TRE, TXE: Resistenza e reattanza di terra espresse in per unità di sistema
 - TM1, TM2, TM3: Potenza espressa in MVA
 - TWC: Tipo di collegamento
 - TPS: Angolo di sfasamento del trasformatore

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

Parameter Symbol	From Bus To Bus		Transform Positive a		Positive a Zero		Seq Zero Seq		Earthing f		Iron Loss		Magneti		Rating Or		Rating Tw		Rating Th		Status		Starting T		Maximum		Minimum		Tap Posi		Winding f		Phase Sh		Controlled Bus			
	TFB	TTB	TID	TR1	TX1	TRO	TXO	TRE	TXE	TIL	TMC	TM1	TM2	TM3	TST	TTR	TTX	TTN	TTT	TWC	TPS	TCB	TTR	TTX	TTN	TTT	TWC	TPS	TCB	TTR	TTX	TTN	TTT	TWC	TPS	TCB		
Values	100	302	1	0	0,25	0	0,25	50	0	0	0	0	30	33	15	1	1	1,05	0,85	21	DY	-30																

Figura 1.37: Transformers

- **Shunts.** Sono forniti i dati di elementi derivati qualora ce ne fossero:
 - SHB: Nodo dove è connesso
 - SHI: Numero di shunt collegati allo stesso nodo
 - SHR,SHX: Resistenza e reattanza dello shunt espresse in per unità di sistema
 - SHS: shunt collegato(1) o non collegato(0)

Parameter	Bus Numk	Shunt ID	Shunt Re	Shunt Re	Shunt Status
Symbol	SHB	SHI	SHR	SHX	SHS
Values					

Figura 1.38: Shunts

La principale critica che può esser mossa a questo formato è che non sono definiti “tipi” per gli elementi della rete. Ad esempio per quanto riguarda le linee, esse sono descritte con la coppia di nodi tra cui sono comprese e i parametri di sequenza effettivi in per unità di sistema. In questo modo è più complicato comprendere la struttura della rete.

La struttura dei modelli qui presentata è la stessa per tutte le reti del progetto UKGDS(sia EHV che HV) con l’unico eccezione delle reti HV dove manca il foglio “Diagram”.

CAPITOLO 2:L'ambiente di calcolo

2.1 Calcolo dei flussi di potenza

2.1.1 Introduzione

Attraverso software di simulazione è possibile eseguire il calcolo dei flussi di potenza partendo da modelli di rete sotto forma di fogli di calcolo. A seconda del software utilizzato, i modelli si differenziano per i dati acquisibili in ingresso in quanto ogni programma richiede dei dati specifici per eseguire i calcoli. Nel nostro caso, andremo a utilizzare un software creato in ambiente Matlab, frutto del lavoro di più tesisti, che fornisce anche una serie di strumenti per la visualizzazione grafica dei risultati. Nello specifico, tale programma utilizzerà come file dati d'ingresso un foglio Excel la cui struttura è simile ai modelli UKGDS e che sarà descritta in seguito. Questa non è l'unica metodologia possibile; infatti, è possibile creare un file dati utilizzando l'editor stesso di Matlab con il vantaggio che si riducono notevolmente i tempi di lettura. Tuttavia un modello creato in Excel risulta essere più completo.

2.1.2 Struttura del programma

Il primo step per conoscere la rete in questione è quello di effettuare un calcolo dei flussi di potenza[3]. Utilizziamo qui un algoritmo che permette di conoscere le varie grandezze in rete (tensione ai nodi, matrice delle ammettenze, Jacobiano del sistema, potenza attiva e reattiva di ogni elemento, correnti ...). A questo punto si presentano diverse possibilità, ossia si possono calcolare flussi di potenza istantanei o su un periodo specificato con il passo voluto, oppure calcolare le correnti di corto circuito con la teoria alle sequenze. In fase di post-processing si può anche realizzare uno schema unifilare della rete e visualizzare a video gli andamenti delle tensioni in un dato momento del periodo interessato e controllare il rispetto dei vincoli dei moduli di tensione. I risultati, infine, possono essere utilizzati come variabili nel workspace di Matlab oppure essere salvati su un foglio Excel.

Particolarmente interessante è la funzione del programma che permette di eseguire Load Flow multipli e di utilizzare in questo modo diagrammi di carico e di produzione, ottenendo un calcolo lungo un intervallo temporale impostato. Così facendo si può simulare in maniera più realistica il comportamento della rete perchè si ammette lo

spostamento del punto di funzionamento di ogni unità, cambiando la configurazione del sistema lungo l'arco di tempo simulato. Inoltre è presente già da questo pannello la possibilità di scegliere se si intende eseguire la regolazione sulla rete scelta ed il metodo scelto per la creazione delle aree, tramite il pannello in basso a sinistra nella figura 2.1.

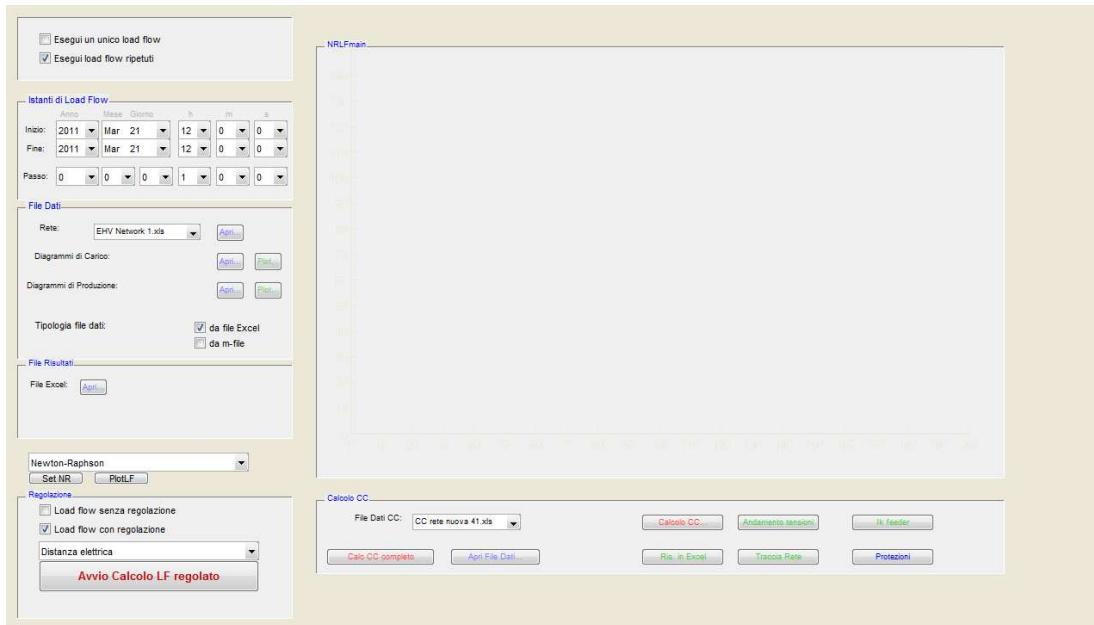


Figura 2.1: Pannello principale del programma di calcolo dei flussi di potenza

2.1.3 Le fasi del programma

Le fasi principali del programma si possono riassumere in:

- Fase di preparazione/settaggio:
 - Selezione del foglio di calcolo da cui prelevare i dati della rete;
 - Scelta del metodo di calcolo: Newton-Raphson esteso, disaccoppiato (metodo di Carpentier), disaccoppiato veloce (metodo di Scott, considera $\frac{R}{X} \ll 1$ quindi angoli molto piccoli);
 - Impostazione del tipo di calcolo: singolo o su più istanti temporali;
 - Eventuale modifica e visualizzazione dei diagrammi di carico e produzione;
 - Scelta del file Excel in cui salvare i risultati;
 - Definizione del tipo di calcolo da effettuare: Load Flow senza regolazione o applicando la procedura di regolazione automatica.

- Fase di calcolo:
 - Acquisizione dei dati della rete dal foglio scelto, con applicazione dei diagrammi di carico e di produzione indicati;
 - Calcolo della matrice alle ammettenze alla sequenza diretta, inversa e omopolare, per eventuale calcolo delle correnti di guasto con la teoria alle sequenze;
 - Determinazione dello Jacobiano del sistema, in base al metodo scelto in precedenza;
 - Calcolo delle potenze ai nodi, attive e reattive;
 - Calcolo delle tensioni.

- Analisi dei risultati:
 - Creazione di un diagramma a barre che riporta le tensioni nei nodi ed evidenzia la fascia di tolleranza del valore del modulo, riportando la data relativa al massimo e al minimo raggiunti per ogni nodo;
 - Possibilità di aggiungere al grafico a barre un profilo delle tensioni nei nodi relativo ad una data scelta;
 - Funzione di tracciamento della rete con strumenti grafici di Matlab, con possibilità di visualizzare le tensioni ai nodi in modulo e in p.u., le potenze e le correnti ai nodi e fluenti nei rami, oltre all'opportunità, nel caso di Load Flow con regolazione, di evidenziare le aree selezionate per la procedura automatica nella data selezionata;
 - Visualizzazione degli andamenti di tensione, delle curve di durata e dei diagrammi a dispersione per ogni nodo della rete;
 - Visualizzazione delle potenze assorbite e generate, attive e reattive durante tutto il periodo considerato;
 - Possibilità di salvare i risultati di Load Flow in un determinato istante del periodo in questione.

2.1.4 La fase iniziale

All'avvio dello script *NRLFmain.m* viene visualizzato il pannello principale del programma come riportato in figura 2.2.

Pannello impostazioni Calcolo LF

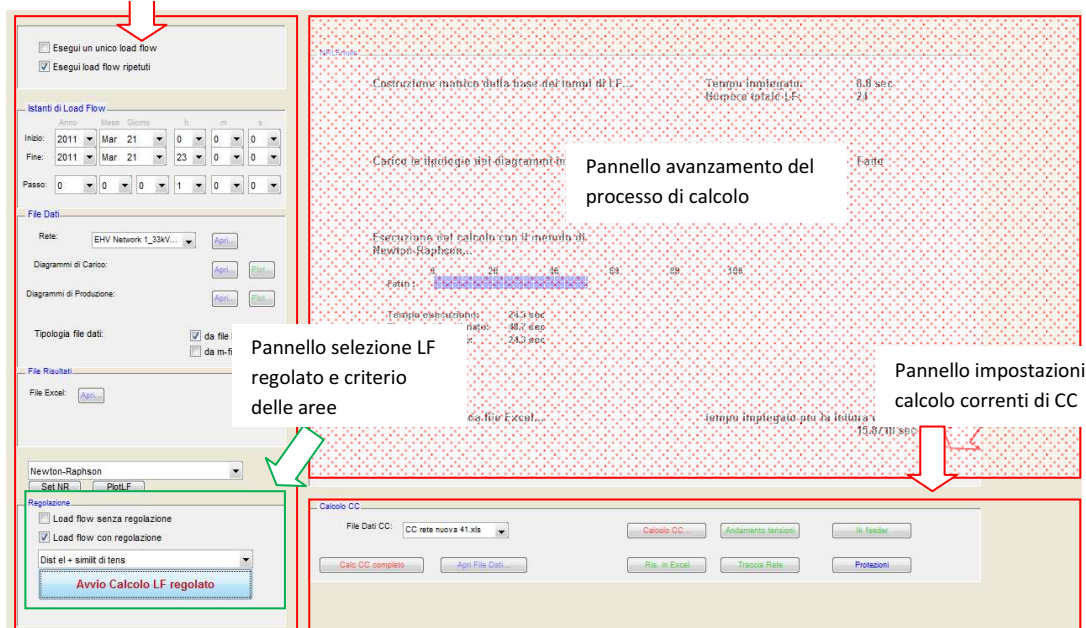


Figura 2.2: Pannello principale del programma di calcolo

Come si può notare, le scelte che si presentano sono realizzate utilizzando gli elementi grafici forniti da Matlab, quali checkbox, menu a tendina (popup) e pulsanti, a cui sono associati diverse function nella directory del programma. Innanzitutto si nota la possibilità di realizzare Load Flow singoli o multipli (checkbox in alto a sinistra), con la conseguente modifica della data in cui realizzare il singolo Load Flow, o la scelta di due date con il relativo passo di iterazione che può essere impostato dopo la scelta di eseguire Load Flow multipli. Successivamente, nel pannello “File Dati”, viene richiesto il tipo di file di ingresso e il suo nome, che può essere richiamato dal menu a tendina che riporta tutti i nomi dei file dello stesso tipo presenti nella directory. Si può anche impostare i profili di carico e generazione e graficarli con gli appositi pulsanti che richiamano i relativi file Matlab. Si può quindi scegliere il nome del foglio di calcolo in cui salvare i risultati dal pannello “File Risultati” con l’apposito pulsante. A questo punto si nota il menu a tendina che permette di scegliere il metodo di calcolo dei flussi di potenza. Esso può essere eseguito con tre metodi: Newton-Raphson esteso, Newton-Raphson disaccoppiato (metodo di Carpentier) e Newton-Raphson disaccoppiato veloce (metodo di Stott).

L'ultimo pannello in basso a sinistra implementa la funzione di regolazione distribuita della rete e permette di valutare preventivamente se effettuare la regolazione oppure calcolare il Load Flow con i soli dati forniti in ingresso. Va ricordato che nel caso di selezione di "Load Flow Regolato", la procedura di regolazione viene applicata per ogni singolo calcolo che viene eseguito nel caso di Load Flow multipli. Questo permette di avere uno strumento di gestione dinamica, che si adatta alle diverse condizioni di carichi e generatori in base al loro diagramma di carico/produzione. Infine è presente il pannello per il calcolo delle correnti di corto circuito che permette di eseguire il calcolo delle correnti di guasto nel caso di guasto monofase a terra, trifase, bifase e bifase a terra. Il calcolo si avvia con il pulsante "Calcolo CC completo" o con "Calcolo CC". Nel primo caso viene eseguito un calcolo di cortocircuito per ciascuna delle modalità previste, cioè: sovrapposizione degli effetti e calcolo secondo la Norma IEC 60909 per corrente massima e secondo la stessa norma per la corrente minima, mentre nel secondo caso si esegue un calcolo relativo esclusivamente ai dati inseriti nel file d'ingresso. Come si può notare dalla figura, il calcolo di corto circuito richiede un ulteriore file dati, che deve contenere informazioni riguardanti il metodo da seguire per l'analisi e altri parametri quali l'impedenza di guasto, la lista di nodi su cui eseguire la simulazione e lo stato del neutro.

2.1.5 La fase di calcolo

Una volta premuto il pulsante di "Avvio Calcolo Load Flow", indipendentemente dalla scelta di applicare la procedura di regolazione o meno, si richiama una serie di funzioni in cascata che permettono di definire le potenze iniettate e le tensioni (in modulo e fase) in ogni nodo. Le funzioni principali utilizzate da questo programma sono le seguenti (vengono riportate solo quelle per il calcolo del Load Flow, che vengono implementate in seguito al comando "Avvia Calcolo LF" dal pannello):

Tabella 2.1: Funzioni principali usate dal programma di calcolo

Nome Function	Descrizione
<i>EseguiLF.m</i>	Viene richiamata premendo il pulsante di avvio del calcolo Load Flow. Da qui vengono avviate le successive function per il calcolo. Comprende il ciclo per il Load Flow eventualmente multiplo.
<i>CostrDati.m</i>	Provvede alla lettura del file Excel dei dati della rete.
<i>MKBaseTempi.m</i>	Costruisce la struttura principale della base dei tempi di Load Flow.
<i>LDDiagrammi.m</i>	Carica tutte le tipologie di diagrammi inserite nei file DatiTipoDC.m e DatiTipoDP.m.

<i>ImpostaDati.m</i>	Riordina i nodi della rete secondo lo schema: Nodo di saldo, nodi generatori PV, nodi generatori PQ, nodi di carico PQ, altri nodi PQ connessi, eventuali altri nodi non connessi. Inoltre viene creato il vettore Vbase delle tensioni di base dei nodi.
<i>MtLinTra.m</i>	Calcola la matrice alle ammettenze della rete relativa ai componenti di connessione, utilizzando lo schema a pi greco equivalente.
<i>CINR.m</i>	Impostazione condizioni iniziali del Load Flow: limite iterazioni, tolleranze nelle stime, ecc.
<i>CalcoloLF.m</i>	Contiene tutta la parte di computazione per il calcolo di potenze e tensioni. Viene iterata nel caso di Load Flow multipli.
<i>VdTGenCarLF.m</i>	Caratterizzazione dei generatori e carichi con i propri diagrammi di carico/generazione e salvataggio delle potenze iniettate/assorbite ai nodi, divise per tipo (PV, PQ).
<i>Pstima.m</i>	Stima di partenza di moduli e fasi dei potenziali ai nodi.
<i>Patt.m</i>	Calcolo della matrice colonna delle potenze attive nei nodi PV e PQ.
<i>Qreatt.m</i>	Calcolo della matrice colonna delle potenze reattive nei nodi PV e PQ.
<i>NR3.m</i>	Implementa il metodo di Newton Raphson disaccoppiato veloce (metodo Scott), utilizzando le sole componenti reattive nella matrice alle ammettenze ($R/X \ll 1$) per far convergere rapidamente il calcolo di Load Flow.
<i>NR2.m</i>	Viene avviata nel caso di selezione del metodo di Carpentier, che, considerando disaccoppiata la variazione delle potenze attiva e reattiva in seguito a cambiamenti di fase e modulo delle tensioni, richiede il calcolo di due sole sottomatrici dello Jacobiano.
<i>NR1.m</i>	Si richiama quando venga selezionato il metodo di soluzione di Newton Raphson esteso, che ricorre al calcolo dell'intera matrice dello Jacobiano. Nella prima fase viene comunque effettuata una stima preliminare con il metodo di Scott (veloce).

2.1.6 Analisi dei risultati

Dopo il calcolo delle grandezze di sistema, all'interno della function *EseguLF.m* esiste il comando *PlotLF* che richiama l'omonima funzione per visualizzare il pannello dei risultati, visibile in figura 2.3:

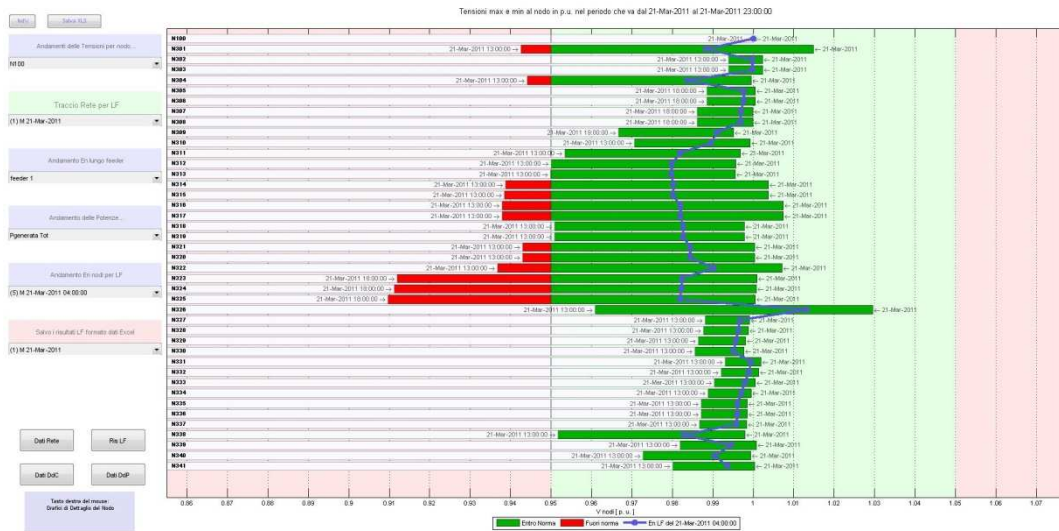


Figura 2.3: Pannello dei risultati

Nell'esempio i risultati si riferiscono a una simulazione eseguita su un intervallo giornaliero con calcoli ripetuti di ora in ora. Le opzioni per la visualizzazione dei risultati sono:

- Diretta visualizzazione dei massimi e minimi di tensione tramite il diagramma a barre visibile nella figura, con evidenziati:
 - Escursioni dal valore minimo o massimo del modulo della tensione (colore rosso);
 - Data corrispondente al minimo o massimo visualizzato, per ogni nodo (riportata a fianco della rispettiva barra);
 - Andamento della tensione nel singolo LF selezionandolo dal menu popup a fianco o selezionando la data interessata dal grafico con il tasto destro del mouse;
 - Possibilità di evidenziare su grafici dedicati al singolo nodo attraverso il menu interattivo con clic destro: il modulo della tensione durante tutto l'intervallo di calcolo, l'andamento della curva di durata della tensione, i

dati statistici della tensione (media, mediana, deviazione standard) con curve di dispersione;

- Grafici per l'andamento della tensione sui vari feeder della rete;
- Visualizzazione dei diagrammi della potenza attiva o reattiva, assorbita o generata complessiva durante l'arco della giornata;
- Salvataggio dei risultati ottenuti su file Excel.

2.2 Load Flow su periodo: utilizzo dei profili di generazione e di carico

Nelle simulazioni su un intervallo temporale, sono impiegati diagrammi di carico e generazione che devono essere impostati in precedenza su file Matlab o anche tramite lettura da file Excel. Le tipologie e la struttura di questi profili verrà descritta più avanti. Questi dati sono necessari per ottenere una simulazione che ricalchi il comportamento tenuto da un certo utente nell'intervallo di tempo interessato, applicando il giusto fattore moltiplicativo alla potenza nominale del carico o generatore per attualizzarlo all'istante di calcolo raggiunto[4]. Dal file dati della rete, nell'assegnazione dei valori di carichi e generatori viene anche definita la tipologia di diagramma in questione, attraverso una stringa che riporta il tipo di utenza e il fattore di scala (ad esempio: "0,7*IND" per identificare un carico di tipo industriale con fattore di scala di 0,7). La composizione del fattore di carico o generazione richiamato nel file dati avviene nel modo descritto in figura, dalla quale vediamo che è in realtà composto da quattro componenti che indicano:

- **fdc_{day}**: fattore giornaliero, dipende dall'ora della giornata;
- **fdc_{week}**: fattore settimanale, crea le variazioni da un giorno all'altro nella settimana;
- **fdc_{month}**: fattore mensile, introduce le variazioni che si hanno da un mese all'altro nell'anno;
- **fdc_{year}**: indicato solo per i carichi in quanto è il fattore che deriva dalla stima di crescita annuale del carico, con il metodo di Lotka-Volterra (definito tramite la

relazione: $\frac{dP}{dt} = a - bP$), attraverso il coefficiente a definito nel file dati (contrassegnato come A).

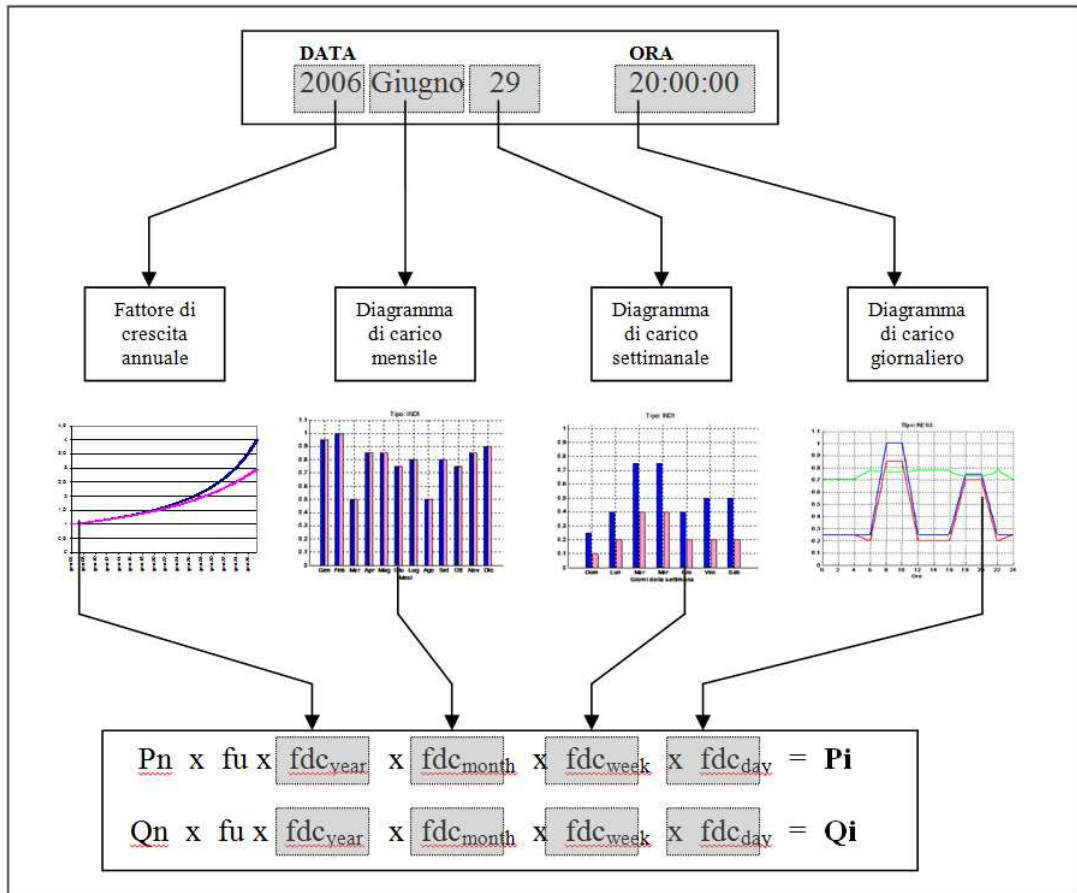


Figura 2.4: Schema di composizione del fattore di carico per un istante di calcolo

I diagrammi di carico, come vedremo, possono essere definiti di volta in volta, secondo la rete in esame.

Capitolo 3: Modelli di Rete nel formato LABSEE(Laboratorio Sistemi Elettrici per l'Energia)

3.1 Passaggio dai modelli UKGDS al formato LABSEE

3.1.1 Introduzione

L'utilizzo dell'ambiente Matlab come strumento di calcolo lascia una certa libertà sui dati acquisibili in ingresso. Per tal motivo non si sono utilizzati direttamente i modelli UKGDS, ma si è cercato di creare un modello che sia chiaro, semplice e allo stesso tempo completo, formato da più fogli nei quali sia immediato individuare un singolo valore per eventuali modifiche. Per ottenere ciò si è proceduto con una conversione dei dati, che, come visto erano espressi in per unità di sistema. Saranno ora descritti la struttura del formato LABSEE e i procedimenti realizzati per ricavare tale formato.

3.1.2 Descrizione del formato LABSEE

Come già detto in precedenza, i modelli LABSEE sono realizzati su Excel e ciascun file è organizzato in 12 fogli. A differenza del modello UKGDS, sono undici i fogli che servono ai fini del calcolo(ovvero tutti tranne quello che rappresenta lo schema della rete). Si prende come riferimento il modello "EHV Network 1" in modo da avere un confronto diretto con il modello UKGDS descritto in precedenza. In questo paragrafo sarà descritta la struttura del modello mentre il processo di conversione sarà descritto nel paragrafo successivo. Il file dati, una volta aperto, si presenta come in figura 3.1 . E' possibile notare in basso i vari fogli che presentano una suddivisione simile al modello UKGDS.

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data sections:

DATI DI CARATTERE GENERALE

1	Potenza base (Mbase):	[VA]	1,00000000
4	Tolleranza del metodo (tol):		1,00E-05
5	Tensione del nodo di salido (Es):	p.u.	1
6	Ordine di armonica (harmonic):		1

DATI REGOLATORE OLTC

11	Trasformatore con regolatore sottocarico (TrasfoOLTC)	inodoP-nodoA'	N100-N302
12	Regolatore attivo/bloccato (AttOLTC):	on'' off	off
13	Tensione di riferimento del regolatore (Vrif):	p.u.	1
14	Ampiezza della Dead Band (DB):	[%]	1,5

DATI PER L'ANALISI ARMONICA

19	frequenza (freq):	[Hz]	50
20	ordine minimo armonica (hmin):		1
21	ordine massimo armonica (hmax):		30
22	ampiezza passo (hpasso):		0,1

DESCRIZIONE RETE

Nome Rete: EHV Network 1
 Topologia: modello di rete rurale a 33kV con punto di prelievo a 132kV. La rete è costituita da lunghe linee Aeree e
 Caratteristiche di Alto Livello:
 Area rurale
 lunghezza del circuito: lunga
 Densità di utenze: bassa
 Linee aeree
 Topologia radiale

Summary:

NODI:		TENSIONE	n°
		400 o 275 KV	0
		132 KV	1
		66 KV	0
		33 KV	42
		11 KV	18
		altro	0

CARICHE:

Numero	18
Ptot	38,16 MW
Qtot	7,74 MVar

GENERATORI:

Numero	2
--------	---

LINEE:

Numero linee	43
Lunghezza Tot	244,62 km

TRASFORMATORI:

METODO DI RICHIAMO PROFILI:	
1° tipo	

Figura 3.1: Formato LABSEE

Tutte le celle aventi, lo sfondo colorato di giallo rappresentano i dati che vengono letti dal programma e utilizzati ai fini del calcolo mentre tutti gli altri dati sono solo a scopo informativo. In questo modo l'utente sa quali sono i dati utili al programma ed eventualmente può modificarli in base alle proprie esigenze. La struttura del modello è così organizzata:

GENERALE

Sono forniti i dati di carattere generale[6] utili al programma quali:

- **Dati di carattere generale**
 - Potenza Base espressa in [VA] (*Nbase*)
 - Tolleranza (sulle potenze) di arresto del load flow (*tol*)
 - Tensione del nodo di Saldo espressa in [p.u.] (*Ea*)
 - Ordine di armonica (*harmonic*)
- **Dati regolatore OLTC (regolatore variatore sotto carico)**
 - Nodo dove è collegato il trasformatore variatore sotto carico (*TrasfoOLTC*)
 - Regolatore attivo (on) o bloccato (off) (*AttOLTC*)
 - Tensione di riferimento del regolatore espressa in [p.u.] (*Vrif*)
 - Ampiezza della Dead Band espresso in [%] (*DB*)
- **Dati per l'analisi Armonica**
 - Frequenza espressa in [Hz] (*freq*)
 - Ordine minimo di armonica (*hmin*)
 - Ordine massimo di armonica (*hmax*)
 - Ampiezza passo (*hpasso*)

Quanto detto è visibile in figura 3.2

DATI DI CARATTERE GENERALE		
Potenza base (Nbase):	[VA]	10000000
Tolleranza del metodo (tol):	[]	1,00E-05
Tensione del nodo di saldo (Ea):	p.u.	1
Ordine di armonica (harmonic):	[]	1
DATI REGOLATORE OLTC		
Trasformatore con regolatore sottocarico (TrasfoOLTC):	nodoP-nodoA'	N100-N302
Regolatore attivo/bloccato (AttOLTC):	on''off'	off
Tensione di riferimento del regolatore (Vrif):	p.u.	1
Ampiezza della Dead Band (DB):	[%]	1,5
DATI PER L'ANALISI ARMONICA		
frequenza (freq):	[Hz]	50
ordine minimo armonica (hmin):	[]	1
ordine massimo armonica (hmax):	[]	30
ampiezza passo (hpasso):	[]	0,1

Figura 3.2: LABSEE-Generale 1° parte

Inoltre è fornita una descrizione sommaria della rete con una struttura simile ai modelli UKGDS. Infatti, come si nota in figura 3.3 si hanno le descrizioni già viste nel foglio “Introduction” dei modelli originali. Vengono anche fornite le informazioni riguardanti le tipologie dei profili di carico e di generazione e il metodo di richiamo. Tali profili sono così suddivisi:

- Profili giornalieri(24h x 0,5h)
- Profili settimanali(7G x 1G)
- Profili mensili(12M x 1M)

DESCRIZIONE RETE			
Nome Rete: EHV Network 1			
Tipologia: modello di rete rurale a 33kV con punto di prelievo a 132kV. La rete è costituita da lunghe linee Aeree e un Cavo Sottomarino tra i nodi N318 e N304 con problemi di tensione alle estremità			
Caratteristiche di Alto Livello:			
	Area rurale		
	lunghezza del circuito: lunga		
	Densità di utenze: bassa		
	Linee aeree		
	Topologia radiale		
Sommario:			
NODI:			
TENSIONE	n°	PROFILI 24h x 0,5h UTILIZZABILI	PROFILI 7G X 1G UTILIZZABILI
400 o 275 kV	0	PROFILI DI GENERAZIONE	PROFILI DI GENERAZIONE
132 kV	1	"COST": profilo COSTANTE	"WIND": profilo EOLICO
66 kV	0	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO
33 kV	42	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO
11 kV	18	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE
altro	0		"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA
CARICHI:			
Numero	18	PROFILI DI CARICO	PROFILI DI CARICO
Ptot	38,16 MW	"COST": profilo COSTANTE	"IND": profilo INDUSTRIALE
Qtot	7,74 MVar	"DOM": profilo DOMESTICO	"COM": profilo COMMERCIALE
GENERATORI:			
Numero	2	"IND": profilo INDUSTRIALE	"COM": profilo COMMERCIALE
LINEE:			
Numero linee	43	"COM": profilo COMMERCIALE	"DOMe": profilo DOMESTICO ECONOMY
Lunghezza Tot	244,62 km	"INTa": profilo INTERRUZIONE TIPO a	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED
TRASFORMATORI:			
Numero trasf.	23	"INTb": profilo INTERRUZIONE TIPO b	"MIX": profilo MISTO
METODO DI RICHIAMO PROFILI:			
		f*tipo	f*tipo
		f= fattore di scala	f= fattore di scala
Altre informazioni:			
Tutti i campi aventi lo sfondo giallo rappresentano i dati che vengono letti dal programma di calcolo del load flow			

Figura 3.3: LABSEE-Generale 2° parte

I profili di carico e di generazione e il modo in cui sono stati ricavati verranno descritti più avanti.

TRASFO

Sono forniti i dati inerenti ai trasformatori presenti nella rete[6]. La scheda è così suddivisa:

- Nome del nodo di partenza (*NomeN1*)
- Nome del nodo di arrivo (*NomeN2*)
- Tensione nominale del primario espressa in [V] (*V1n*)
- Tensione nominale del secondario espressa in [V] (*V2n*)
- Tensione di cortocircuito espressa in [V] (*vcc*)
- Potenza di cortocircuito espressa in [W] (*pcc*)
- Potenza nominale espressa in [VA] (*Pn*)
- Rapporto di trasformazione espresso in [p.u.] (*Rt*)

- Tipo di collegamento (*Coll*)

Quanto detto è visibile nella figura 3.4

DATI DEI TRASFORMATORI									
NomeN1	NomeN2	V1n	V2n	vcc	pcc	Pn	Rt	Coll	
[]	[]	[V]	[V]	[pu]	[pu]	[VA]	[]	[]	
N100	N302	132000	33000	0,07500	0,00000	60000000	1	Dy11	Trasformatore in Parallelo(
N301	N1101	33000	11000	0,07505	0,00953	2500000	1	Dy11	
N303	N1102	33000	11000	0,08103	0,01034	2000000	1	Dy11	
N304	N321	33000	33000	0,01903	0,01092	15000000	1	Dy11	
N306	N1103	33000	11000	0,06111	0,00790	500000	1	Dd0	
N308	N1104	33000	11000	0,06111	0,00790	500000	1	Dy11	
N309	N1105	33000	11000	0,08107	0,00757	5000000	1	Dy11	
N310	N1106	33000	11000	0,10593	0,00917	10000000	1	Dy11	
N312	N1107	33000	11000	0,22329	0,00858	25000000	1	Dy11	
N313	N1107	33000	11000	0,22329	0,00858	25000000	1	Dy11	
N315	N1108	33000	11000	0,07553	0,00959	2500000	1	Dy11	
N317	N1109	33000	11000	0,10479	0,01357	500000	1	Dy11	
N319	N1110	33000	11000	0,10479	0,01357	500000	1	Dy11	
N321	N1111	33000	11000	0,06226	0,00797	1000000	1	Dy11	
N322	N1114	33000	11000	0,07553	0,00959	5000000	1	Dy11	Trasformatore in Parallelo(
N324	N1112	33000	11000	0,10479	0,01357	500000	1	Dy11	
N325	N1113	33000	11000	0,05807	0,00743	1000000	1	Dy11	
N326	N1115	33000	11000	0,10910	0,00944	10000000	1	Dy11	
N328	N1116	33000	11000	0,05807	0,00743	1000000	1	Dy11	
N330	N1117	33000	11000	0,06794	0,00869	1500000	1	Dy11	
N334	N1118	33000	11000	0,07856	0,01010	1000000	1	Dy11	

Figura 3.4: LABSEE-Trasformatori

Come si nota, i trasformatori connessi in parallelo sono stati sostituiti da un unico trasformatore equivalente e per indicare ciò è stata aggiunta una stringa di informazione accanto al trasformatore interessato. I dati relativi alla tensione di cortocircuito e potenza di cortocircuito sono stati ricavati per via analitica in quanto queste informazioni non erano fornite nei modelli originali.

LINEE

Sono forniti i dati relativi alle linee[6] e sono così strutturati:

- Tipologia della linea(Aerea, Cavo, Cavo sottomarino,...) (*Tipo*)
- Nome del nodo di partenza(*NomeN1*)
- Nome del nodo di arrivo(*NomeN2*)
- Tensione nominale della linea espressa in [V] (*Vn*)
- Lunghezza della linea espressa in [km] (*d*)
- Temperatura massima ammessa alla fine del cortocircuito (*Tmax*)
- Resistenza chilometrica (*r*)
- Induttanza chilometrica (*l*)

GEN

Il foglio “Gen” fornisce i dati riguardanti i generatori[6].

- Nome del nodo a cui il generatore è connesso (*NomeN*)
- Tipo di controllo per il calcolo del load flow, PQ, SL o PV(*Tipo*)
- Potenza attiva nominale espressa in [W] (*Pn*)
- Potenza reattiva nominale espressa in [VAr](*Qn*)
- Tensione nominale espressa in [V] (*Vass*)
- Potenza apparente nominale espressa in [VA] (*Sn*)
- Fattore di potenza nominale (*cosfin*)
- Potenza massima subtransitoria di cortocircuito in [VA] (*S2k_max*)
- Potenza minima subtransitoria di cortocircuito in [VA] (*S2k_min*)
- Reattanza subtransitoria alla sequenza diretta in [p.u.] di macchina(*X2dir*)
- Reattanza alla sequenza inversa in [p.u.] di macchina (*Xinv*)
- Reattanza alla sequenza zero in [p.u.] di macchina (*Xzero*)
- Reattanza di messa a terra del centro stella espressa in [Ω] (*Rterra*)
- Tipo di diagramma di produzione giornaliero (*DPDay*)
- Tipo di diagramma di produzione settimanale (*DPWeek*)
- Tipo di diagramma di produzione mensile (*DPMonth*)
- Direzione del simbolo del generatore nella rappresentazione grafica (*Dir*)
- Potenza attiva minima espressa in [W] (*Pmin*)
- Potenza attiva massima espressa in [W] (*Pmax*)
- Potenza reattiva minima espressa in [VAr] (*Qmin*)
- Potenza reattiva massima espressa in [VAr] (*Qmax*)

Un esempio è riportato in figura 3.6:

DATI GENERATORI											
NomeN	Tipo	Pn	Qn	Vass	Sn	cosfin	S2k_max	S2k_min	X2dir	Xinv	Xzero
[]	[]	[W]	[VAr]	[V]	[VA]	[]	[VA]	[VA]	[pu] M.	[pu] M.	[pu] M.
N100	SL	30000000	10000000	132000	100000000	1	100000000	100000000	0,05	0,05	0,05
N336	PQ	0	0	33000	100000000	1	100000000	100000000	0,5	0,5	0,5

Rterra	DPDay	DPWeek	DPMonth	Dir	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax	prezzoP	prezzoQ	Disp
[Ohm]	[f*tipo]	[f*tipo]	[f*tipo]	[°]	[W]	[W]	[Var]	[Var]	[]	[]	[%]
1,00E-12	1	1	1	90	-60000000	60000000	-60000000	60000000	0	0	0
1,00E-12	1	1	1	-90	-15000000	15000000	-15000000	15000000	0	0	0

Figura 3.6: LABSEE-Generatori

CAR

Il foglio successivo definisce i dati dei carichi[6]:

- Nome del nodo a cui il carico è connesso (*NomeN*)
- Potenza attiva massima assorbita espressa in [W] (*Pn*)

- Potenza reattiva massima assorbita espressa in [VAr] (Q_n)
- Tensione nominale espressa in [V] (V_n)
- Fattore di utilizzazione (f_u)
- Tipo di diagramma di carico giornaliero ($DCDay$)
- Tipo di diagramma di carico settimanale ($DCWeek$)
- Tipo di diagramma di carico mensile ($DCMonth$)
- Fattore per il calcolo dell'evoluzione dei consumi con il metodo di Lotka-Volterra(A)
- Direzione del simbolo del carico nella rappresentazione grafica (Dir)

La figura 3.7 mostra il foglio “Car”:

DATI DEI CARICHI									
NomeN	Pn	Qn	Vn	fu	DCDay	DCWeek	DCMonth	A	Dir
[]	[W]	[VAR]	[V]	[]	[f*tipo]	[f*tipo]	[f*tipo]	[]	[]
N1101	1900000	390000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1102	1500000	300000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1103	280000	60000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1104	320000	60000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1105	3310000	670000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1106	1930000	390000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1107	18400000	3740000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1108	1900000	390000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1109	60000	10000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1110	60000	10000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1111	550000	110000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1112	40000	10000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1113	770000	150000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1114	2700000	550000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1115	2850000	580000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1116	800000	160000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1117	210000	40000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1118	580000	120000	11000	1	1	1	1	0	-90

Figura 3.7: LABSEE-Carichi

GRATA

Nella scheda grata sono definiti i parametri per la rappresentazione grafica suddivisi in questo modo:

- **Coordinate Nodi:**
 - Nome del Nodo ($NomeN$)
 - Coordinata X (X)
 - Coordinata Y (Y)
- **Collegamenti trasformatori:**
 - Nome del nodo di partenza ($NomeN1$)
 - Nome del nodo di arrivo ($NomeN2$)
 - Distanza dal centro del nodo della partenza del trasformatore ($a1$)

FEEDER

In questa scheda sono elencati i nomi dei nodi che costituiscono ciascun feeder[6] come si vede in figura 3.9:

- Nome del feeder (*NomeF*)
- Nome dei nodi (*NomeN*)

DATI DEI FEEDER												
NomeF	feeder 1	feeder 2	feeder 3	feeder 4	feeder 5	feeder 6	feeder 7	feeder 8	feeder 9	feeder 10	feeder 11	feeder 12
NomeN	N302	N305	N307	N303	N310	N302	N302	N311	N311	N311	N314	N316
	N303	N307	N309	N339	N311	N340	N341	N312	N313	N314	N316	N317
	N305	N308		N310		N311	N311			N315	N301	
	N306											
feeder 13	feeder 14	feeder 15	feeder 16	feeder 17	feeder 18	feeder 19	feeder 20	feeder 21	feeder 22	feeder 23	feeder 24	
N311	N318	N320	N320	N322	N323	N302	N327	N329	N335	N335	N302	
N338	N304	N321	N322	N323	N342	N327	N329	N337	N334	N336	N331	
N318			N326	N324	N325	N328	N330	N335			N332	
N319											N333	

Figura 3.9: LABSEE-Feeder

NODI

Nella scheda nodi sono elencati le informazioni riguardanti le caratteristiche dei nodi[6]:

- Nome del nodo (*NomeN*)
- Tipologia di nodo (SL,PQ o PV)
- Tensione nominale espressa in [V] (*V_n*)
- Tensione nominale espressa in [p.u.] (*V*)
- Angolo di sfasamento iniziale espresso in [°] (*Theta*)
- Tensione minima ammissibile nel nodo espressa in [p.u.] (*V_{min}*)
- Tensione massima ammissibile nel nodo espressa in [p.u.] (*V_{max}*)

La figura 3.10 illustra quanto appena detto:

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

CARATTERISTICHE DEI NODI						
NomeN	Tipo	Vn	V	Theta	Vmin	Vmax
[]	[]	[V]	[pu]	[°]	[pu]	[pu]
N100	SL	132000	1	0	0,97	1,03
N301	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N302	PQ	33000	1	0	1,01	1,03
N303	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N304	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N305	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N306	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N307	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N308	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N309	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N310	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N311	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N312	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N313	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N314	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N315	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N316	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N317	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N318	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N319	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N320	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N321	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N322	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N323	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N324	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N325	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N326	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N327	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N328	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N329	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N330	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N331	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N332	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N333	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N334	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N335	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N336	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N337	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N338	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N339	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N340	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N341	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N342	PQ	33000	1	0	0,97	1,03
N1101	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1102	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1103	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1104	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1105	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1106	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1107	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1108	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1109	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1110	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1111	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1112	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1113	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1114	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1115	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1116	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1117	PQ	11000	1	0	0,97	1,03
N1118	PQ	11000	1	0	0,97	1,03

Figura 3.10: LABSEE-Nodi

SCHEMA RETE

Nella figura 3.11 è mostrato lo schema della rete realizzato dal programma stesso utilizzando la libreria grafica della quale si parlerà più avanti. Lo schema della rete nel foglio di calcolo serve solo per avere un'immediata visualizzazione senza dover passare per il software di simulazione. Utilizzando il programma invece, l'utente può scegliere di visualizzare una serie di informazioni (tensioni ai nodi, potenze, direzione dei flussi di potenza, ...) utili per la comprensione dei risultati.

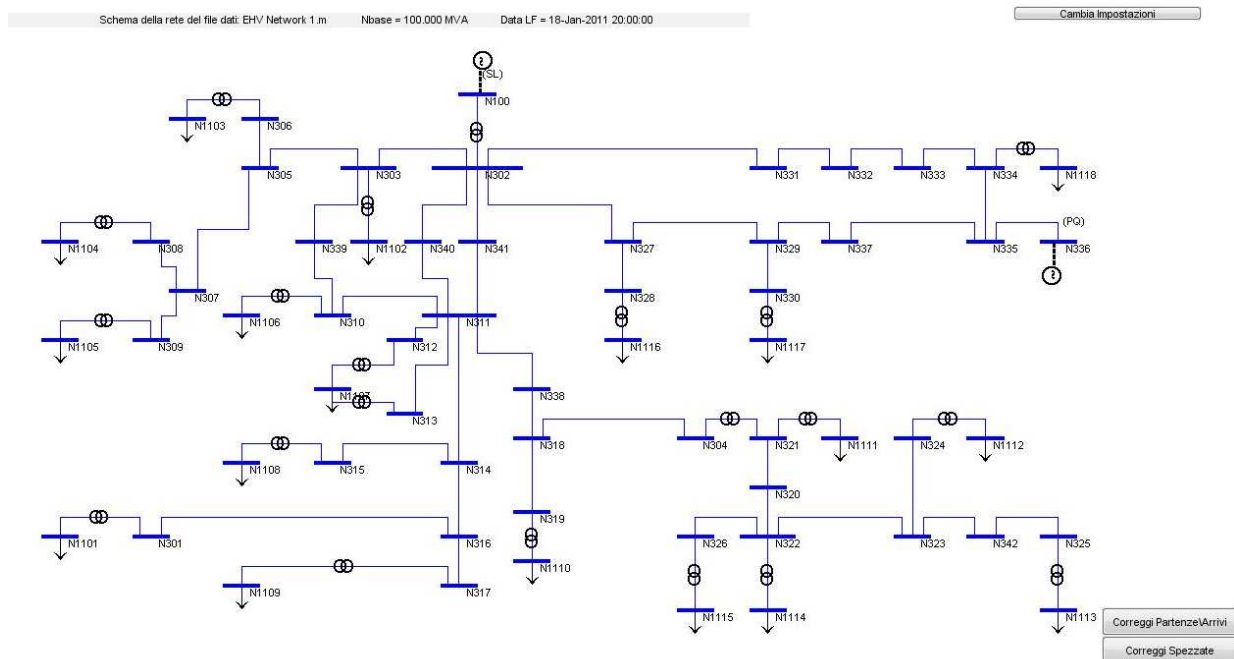


Figura 3.11: LABSEE-Schema Rete

PROFILI-GIORNALIERI

In questo foglio vengono rappresentati i dati relativi ai profili di carico e di generazione che l'utente può scegliere di applicare. Questi profili sono basati sulle 24 ore e viene fornito un coefficiente per ogni mezzora (24h x 0,5h). Si ha la seguente struttura:

- **Tipo di profilo:** tipologia di profilo e stringa di richiamo
 - Costante (*COST*)
 - Idroelettrico (*HYDRO*)
 - Fotovoltaico (*PV*)
 - Cogenerazione (*CHP*)
 - Domestico (*DOM*)
 - Industriale (*IND*)
 - Commerciale (*COM*)
 - Interruzione a (*INTa*)
 - Interruzione b (*INTb*)

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

- Interruzione c (*INTc*)
- Interruzione d (*INTd*)

Per utilizzare un diagramma giornaliero basta inserire la stringa di richiamo nelle schede:

-Gen-→DPDay

-Car→DCDay

Questa suddivisione è visibile in figura 3.12.

PROFILI GIORNALIERI (24h x 0,5h)											
Tipo di profilo:	COSTANTE	IDROELETTRICO	FOTOVOLTAICO	COGENERAZIONE	DOMESTICO	INDUSTRIALE	COMMERCIALE	INTERRUZIONE a	INTERRUZIONE b	INTERRUZIONE c	INTERRUZIONE d
Codice----->	"COST"	"HYDRO"	"PV"	"CHP"	"DOM"	"IND"	"COM"	"INTa"	"INTb"	"INTc"	"INTd"
0.00	1	0,6585	0	0,2	0,2459	0,361	0,51599	1	1	1	1
0.30	1	0,7317	0	0,15	0,2738	0,442	0,50558	1	1	1	1
1.00	1	0,6585	0	0,1	0,2801	0,407	0,53951	1	1	0	1
1.30	1	0,7317	0	0,1	0,2837	0,418	0,54857	1	1	1	1
2.00	1	0,6585	0	0,1	0,2856	0,472	0,52386	0	1	1	1
2.30	1	0,6585	0	0,1	0,3009	0,401	0,51819	0	1	1	1
3.00	1	0,7317	0	0,1	0,301	0,511	0,4996	0	1	1	1
3.30	1	0,6585	0	0,1	0,2959	0,537	0,49939	0	1	1	1
4.00	1	0,7317	0	0,1	0,3015	0,623	0,51885	0	1	1	1
4.30	1	0,6585	0	0,1	0,3248	0,595	0,52778	0	1	1	1
5.00	1	0,7317	0	0,3	0,3296	0,551	0,57146	1	1	0	1
5.30	1	0,7317	0	0,5	0,3925	0,576	0,57265	1	1	1	1
6.00	1	0,8049	0	0,7	0,3969	0,686	0,60039	1	1	1	0
6.30	1	0,7317	0	0,9	0,4735	0,685	0,59935	1	1	1	0
7.00	1	0,7317	0	0,9	0,4783	0,842	0,71323	1	1	1	0
7.30	1	0,7317	0	0,9	0,6084	0,818	0,73494	1	1	1	0
8.00	1	0,8049	0	0,9	0,6072	0,871	0,88572	1	1	1	0
8.30	1	0,7317	0,196875	0,7	0,659	0,884	0,8828	1	1	1	0
9.00	1	0,6585	0,196875	0,5	0,651	0,851	0,8529	1	1	0	0
9.30	1	0,6585	0,5625	0,3	0,5952	0,945	0,84522	1	1	1	0
10.00	1	0,7317	0,565	0,2	0,5947	0,899	0,88447	1	1	1	0
10.30	1	0,6585	0,673125	0,1	0,4977	0,89	0,86337	1	1	1	0
11.00	1	0,7317	0,675	0,2	0,4952	0,819	0,93782	1	1	1	0
11.30	1	0,6585	0,999375	0,3	0,5487	0,823	0,95847	1	1	1	0
12.00	1	0,6585	0,99875	0,5	0,5461	0,886	0,90091	1	1	1	0
12.30	1	0,7317	0,908125	0,5	0,5907	0,904	0,91737	1	1	1	0
13.00	1	0,6585	0,909375	0,3	0,5937	0,984	0,88407	1	1	0	0
13.30	1	0,7317	0,793125	0,2	0,6091	0,968	0,91921	1	1	1	0
14.00	1	0,6585	0,796875	0,1	0,6094	0,94	0,87874	1	1	1	0
14.30	1	0,6585	0,465625	0,1	0,6045	0,977	0,86865	1	1	1	0
15.00	1	0,7317	0,463125	0,1	0,6078	0,984	0,81798	1	1	1	0
15.30	1	0,6585	0,165	0,1	0,6291	0,982	0,80421	1	1	1	0
16.00	1	0,6585	0,166875	0,1	0,6278	0,851	0,79778	1	1	1	0
16.30	1	0,5853	0	0,2	0,8671	0,865	0,82951	1	1	1	0
17.00	1	0,6585	0	0,3	0,8662	0,805	0,77992	1	0	0	0
17.30	1	0,7317	0	0,5	0,9371	0,824	0,81521	1	0	1	0
18.00	1	0,6585	0	0,7	0,9438	0,745	0,76068	1	0	1	1
18.30	1	0,8781	0	0,8	0,9941	0,782	0,76451	1	0	1	1
19.00	1	0,6585	0	0,9	0,9883	0,684	0,68233	1	0	1	1
19.30	1	0,7317	0	0,9	0,8831	0,63	0,67811	1	0	1	1
20.00	1	0,6585	0	0,9	0,8824	0,655	0,67654	1	0	1	1
20.30	1	0,7317	0	0,9	0,8284	0,714	0,66874	1	0	1	1
21.00	1	0,6585	0	0,9	0,8312	0,721	0,68102	1	1	0	1
21.30	1	0,6585	0	0,8	0,7417	0,712	0,69277	1	1	1	1
22.00	1	0,7317	0	0,7	0,7449	0,628	0,64869	1	1	1	1
22.30	1	0,6585	0	0,6	0,6163	0,707	0,61663	1	1	1	1
23.00	1	0,6585	0	0,5	0,6158	0,556	0,57878	1	1	1	1
23.30	1	0,5853	0	0,4	0,4501	0,501	0,55831	1	1	1	1
24.00	1	0,6585	0	0,2	0,2459	0,361	0,51599	1	1	1	1

Figura 3.12: LABSEE-Profilo giornalieri

Inoltre in questo stesso foglio sono forniti a puro scopo informativo gli andamenti grafici per ogni tipologia di profilo. A titolo d'esempio è mostrato in figura 3.13 l'andamento del profilo giornaliero fotovoltaico.

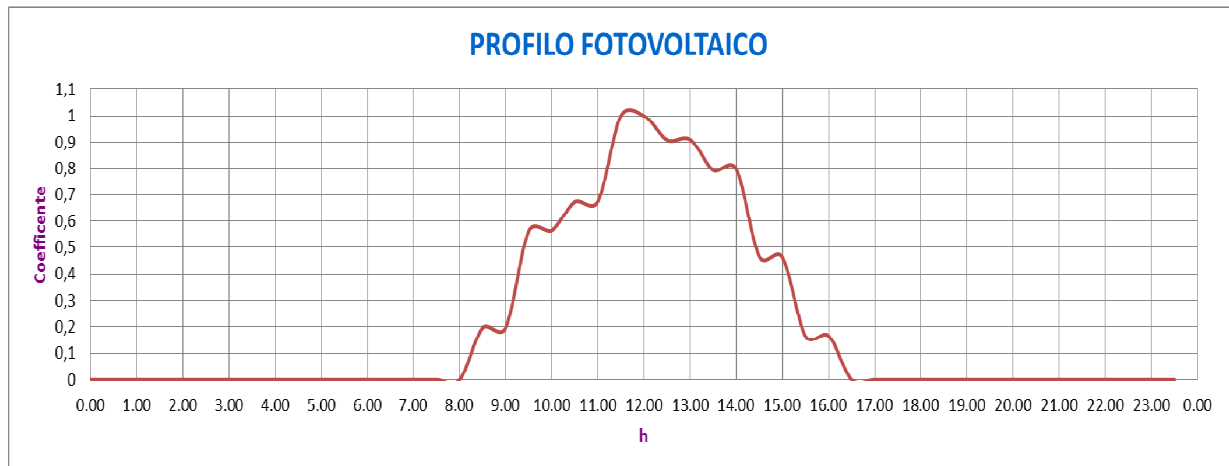


Figura 3.13: Andamento profilo giornaliero fotovoltaico

PROFILI SETTIMANALI

Analogamente al caso precedente, sono mostrati i profili di carico e di generazione settimanali. Si tratta di 7 coefficienti, uno per ogni giorno della settimana (7G x 1G) partendo dal lunedì e arrivando alla domenica e sono suddivisi in queste tipologie:

- **Tipo di profilo:** tipologia di profilo e stringa di richiamo
 - Industriale (*IND*)
 - Commerciale (*COM*)
 - Domestic Economy (*DOMe*)
 - Domestic Unrestricted (*DOMu*)
 - Misto (*MIX*)
 - Eolico (*WIND*)
 - Idroelettrico (*HYDRO*)
 - Fotovoltaico (*PV*)
 - Cogenerazione (*CHP*)
 - Generazione Mista (*GMIX*)

Per scegliere un profilo settimanale basta inserire la stringa di richiamo nelle seguenti schede:

-Gen→DPWeek

-Car→DCWeek

La figura 3.14 mostra le tipologie di profili settimanali.

PROFILI SETTIMANALI (7G x 1G)										
Tipo Profilo	INDUSTRIALE	COMMERCIALE	DOMESTIC ECONOMY	DOMESTIC UNRESTRICTED	MISTO	EOLICO	IDROELETTRICO	FOTOVOLTAICO	COGENERAZIONE	GENERAZIONE MISTA
Codice----->	"IND"	"COM"	"DOME"	"DOMu"	"MIX"	"WIND"	"HYDRO"	"PV"	"CHP"	"GMIX"
Lunedì	0,872874369	0,693424536	0,978052213	0,953834744	0,940000305	0,552947279	0,911149331	0,635891816	0,916189455	0,900544282
Martedì	0,957793173	0,706468501	0,992034548	0,953475825	0,980025379	0,558544952	0,89124031	0,610392379	0,902741795	0,891428618
Mercoledì	0,991967807	0,731109771	0,997054448	0,952632893	0,996266608	0,512125029	0,836150784	0,631371142	0,916022738	0,875594986
Giovedì	0,991814083	0,734143406	0,997358062	0,951930853	0,997079338	0,489072897	0,826408529	0,684930253	0,926075803	0,876310269
Venerdì	0,975338044	0,718788993	0,99508079	0,954987313	0,987102306	0,532684425	0,794376374	0,715932535	0,90074305	0,866582684
Sabato	0,129948467	0,977515339	0,962563292	0,90473626	0,812529269	0,505174702	0,82832309	0,70743995	0,921823673	0,879287953
Domenica	0,111515398	0,360608258	0,880974624	0,989465982	0,57972035	0,58063053	0,903176437	0,637379789	0,926404839	0,898571049

Figura 3.14: LABSEE-Profilo Settimanali

Anche in questo caso sono forniti gli andamenti grafici dei profili settimanali e a titolo d'esempio riporto l'andamento del profilo settimanale industriale nella figura 3.15.

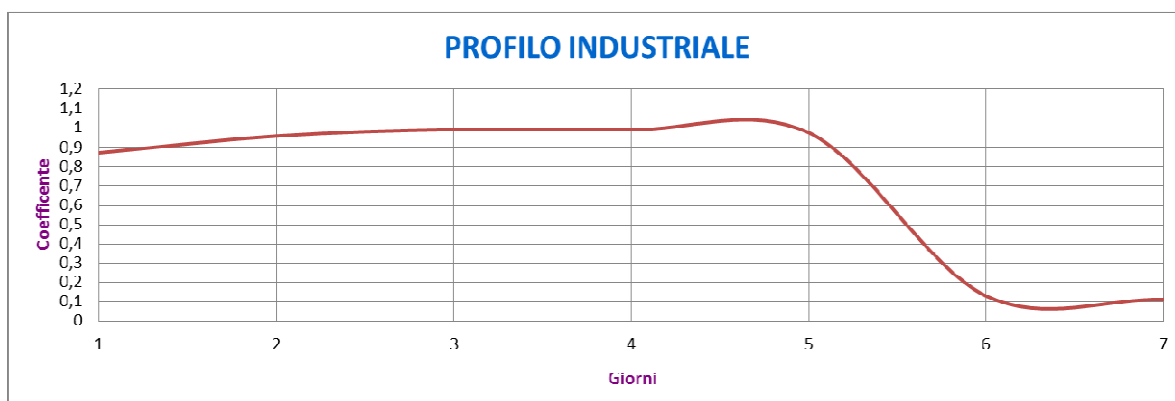


Figura 3.15: Andamento profilo settimanale Industriale

PROFILI MENSILI

I profili di carico e di generazione mensili consistono in 12 coefficienti, cioè uno per ogni mese dell'anno(12M x 1M) e sono suddivisi in queste tipologie:

- **Tipo di profilo:** tipologia di profilo e stringa di richiamo
 - Industriale (*IND*)
 - Commerciale (*COM*)
 - Domestic Economy (*DOMe*)
 - Domestic Unrestricted (*DOMu*)
 - Misto (*MIX*)
 - Eolico (*WIND*)
 - Idroelettrico (*HYDRO*)
 - Fotovoltaico (*PV*)
 - Cogenerazione (*CHP*)
 - Generazione Mista (*GMIX*)

Per scegliere un profilo mensile basta inserire la stringa di richiamo nelle seguenti schede:

-Gen→DPMonth

-Car→DCMonth

La figura 3.16 mostra le tipologie di profili mensili.

PROFILI MESILI (12M x 1M)											
	INDUSTRIALE	COMMERCIALE	DOMESTIC ECONOMY	DOMESTIC UNRESTRICTED	MIXTURE	EOLICO	IDROELETTRICO	FOTOVOLTAICO	COGENERAZIONE	GENERAZIONE MISTA	
Codice-----	"IND"	"COM"	"DOMe"	"DOMu"	"MIK"	"WIND"	"HYDRO"	"PV"	"CHP"	"GMIX"	
GENNAIO	0,783915568	1,357715775	1,036312453	1,032356293	0,6016647	0,3016978	1,180738516	0,197696042	0,951941465	0,510442065	
FEBBRAIO	0,826979878	1,393482152	1,029299596	0,982302181	0,6043479	0,6192783	0,960998604	0,572774605	0,906227533	0,520378491	
MARZO	1,110591351	0,974790583	0,97377232	0,722747038	0,5432034	0,7966889	1,132543395	0,791462519	0,929675481	0,574722661	
APRILE	0,976712179	0,820794573	0,881369737	0,590587877	0,464707	0,5526345	0,73353632	0,772879502	0,832299201	0,470779859	
MAGGIO	0,912577445	0,767168319	0,839805469	0,550121555	0,441878	0,4995948	1,377534687	1,070426128	1,022334853	0,600977418	
GIUGNO	0,954370784	0,765636808	0,832988049	0,499231209	0,4404902	0,5043614	1,567580534	1,596843907	0,951999232	0,627068872	
LUGLIO	0,958195032	0,758047081	0,825045124	0,481727169	0,4346799	0,395948	1,170925148	1,145128525	0,901710835	0,538757581	
AGOSTO	0,927158108	0,736101982	0,821302599	0,482156271	0,4274686	0,6201313	0,950235815	1,004874739	0,933591954	0,53563855	
SETTEMBRE	0,947323029	0,792608748	0,851301689	0,5151665	0,4475773	0,4817097	1,159716442	0,969435335	0,843928158	0,527993325	
OTTOBRE	1,077854016	0,91237524	0,963358137	0,549461883	0,5004379	0,3852829	0,790429034	0,565299131	1,017106099	0,491436054	
NOVEMBRE	0,812303053	1,403062448	1,027318452	0,919146595	0,5921549	0,3124583	1,375727617	0,189810008	0,94489088	0,5360029	
DICEMBRE	0,776113226	1,335315804	1,036856578	1,015675871	0,5965193	0,6492026	1,519392154	0,195975538	0,91035687	0,588646819	

Figura 3.16: LABSEE-Profil Mensili

In modo analogo ai precedenti profili, vengono forniti anche gli andamenti grafici per ciascuna tipologia. Un esempio è riportato in figura 3.17.

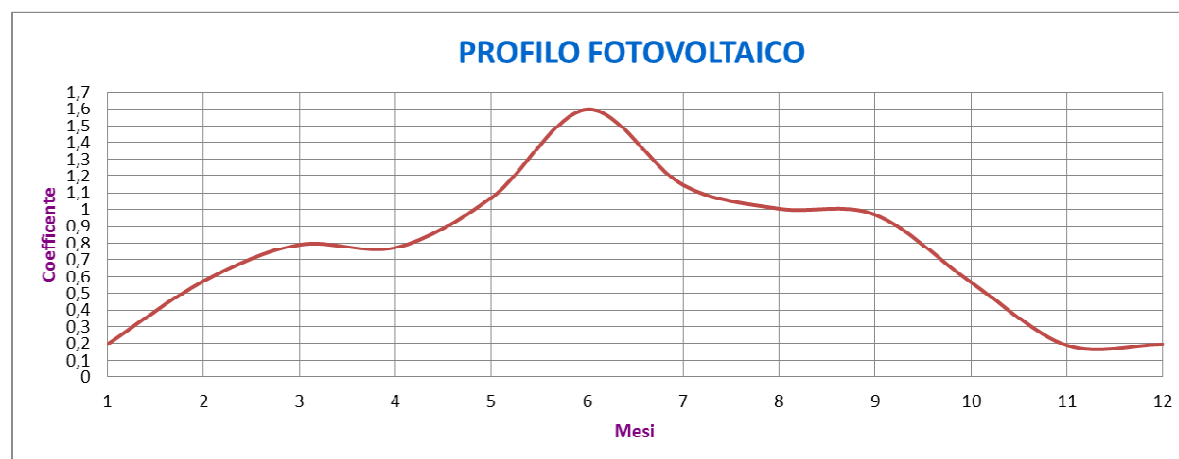


Figura 3.17: Andamento profilo Mensile Fotovoltaico

3.1.3 Conversione dal formato UKGDS al formato LABSEE

Per passare dal formato UKGDS al formato LABSEE si sono dovute eseguire alcune operazioni di conversione dei dati per rendere compatibile il modello con il programma sviluppato in ambiente Matlab. Le operazioni di conversione sono state eseguite nei seguenti fogli:

- Trasfo
- Linee

Vengono di seguito elencate le operazioni fatte per ottenere i parametri convertiti, elencando per primo i parametri forniti nei modelli UKGDS (solo quelli necessari alla conversione), poi i parametri risultanti dopo la conversione necessari al programma e infine il procedimento per ottenerli.

TRASFO

Dati forniti nel modello UKGDS: r [p.u.], x [p.u.], TMI [MVA](potenza nominale del trasformatore), SMB [MVA](potenza base di sistema)

Dati necessari al programma: V_{cc} [p.u.], P_{cc} [p.u.]

Le resistenze e le reattanze fornite nel modello UKGDS sono espresse come già detto, in p.u di sistema; per ricavare la v_{cc} e la p_{cc} in p.u., è necessario trasformare r e x in p.u. di macchina. Prendendo come riferimento il primario del trasformatore collegato a triangolo, come tensione base la tensione nominale primaria e come potenza base la potenza base di sistema, è possibile esprimere la resistenza in questo modo:

$$R = r * \frac{Z_{Base1\Delta}}{3} \quad [\Omega] \quad (3.1)$$

Dove

$$Z_{Base1\Delta} = 3 * \frac{V_{b1}^2}{N_b} \quad [\Omega] \quad (3.2)$$

$$V_{b1} = V_{1N} \quad [V] \quad (3.3)$$

$$N_b = SMB \quad [VA] \quad (3.4)$$

E quindi

$$R = r * \frac{V_{1b}^2}{N_b} \quad [\Omega] \quad (3.5)$$

In modo analogo è possibile ricavare il valore della reattanza che risulta:

$$X = x * \frac{V_{1b}^2}{N_b} \quad [\Omega] \quad (3.6)$$

A questo punto si devono esprimere i valori di resistenza e reattanza appena trovati in p.u. di macchina e ciò è esprimibile mediante le relazioni 3.8 e 3.10:

$$r = 3 * \frac{R}{Z_{base1d}} \quad [p.u.] \quad (3.7)$$

E quindi

$$r = R * \frac{P_n}{V_{1b}^2} \quad [p.u.] \quad (3.8)$$

Con

$$P_n = TM1 \quad [VA] \quad (3.9)$$

In modo analogo si ricava il valore della reattanza che risulta:

$$x = X * \frac{P_n}{V_{1b}^2} \quad [p.u.] \quad (3.10)$$

A questo punto si ricava il valore del modulo dell'impedenza equivalente del trasformatore espresso in p.u.:

$$z = \sqrt{r^2 + x^2} \quad [p.u.] \quad (3.11)$$

Essendo in p.u. risulta immediato dire che,

$$v_{cc} = z \quad [p.u.] \quad (3.12)$$

$$p_{cc} = r \quad [p.u.] \quad (3.13)$$

I valori di tensione primaria e secondaria sono ricavati dal foglio “Buses” del modello UKGDS. Un fattore importante da considerare è il caso in cui si presentino due trasformatori in parallelo. Per il momento il programma non è in grado di gestire il parallelo e pertanto, qualora si presentasse questo caso, dovranno essere sostituiti con un singolo trasformatore equivalente. Due trasformatori possono essere connessi in parallelo[7] se:

- 1) **Entrambi i trasformatori sono alimentati da una stessa linea primaria ed erogano potenza alla stessa linea secondaria**
- 2) **Entrambi hanno lo stesso rapporto di trasformazione:** in questo modo non si ha circolazione di corrente nei secondari nel funzionamento a vuoto
- 3) **Entrambi appartengono allo stesso gruppo:** per trasformatori in parallelo appartenenti allo stesso gruppo e aventi stesso rapporto di trasformazione non vi sono differenze vettoriali fra le tensioni di ogni singola maglia del secondario del circuito equivalente, essendo le due terne coincidenti e in opposizione di fase: per cui non vi è alcuna corrente di circolazione. Se invece cambiano i sensi di avvolgimento delle bobine, o se si scambiano i morsetti d’ingresso con quelli di uscita di un avvolgimento, o se i collegamenti degli avvolgimenti sono diversi (per esempio uno è Yy e l’altro è Yd) si producono delle correnti di circolazione che possono danneggiare i trasformatori. Le due terne delle tensioni secondarie non potendosi sovrapporre danno differenze di tensione nelle singole maglie ed elevate correnti.
- 4) **Entrambi hanno la stessa V_{cc} % :** in questo modo la corrente che andrà al carico si ripartisce in modo proporzionale alle rispettive potenze nominali. In caso contrario è più caricato il trasformatore con tensione di cortocircuito più bassa
- 5) **Entrambi hanno lo stesso fattore di potenza di cortocircuito:** in questo modo le singole correnti secondarie sono in fase tra loro.

La verifica contemporanea delle condizioni 4 e 5 implica che i trasformatori abbiano lo stesso triangolo di cortocircuito.

Seguendo queste considerazioni, la rappresentazione di due trasformatori in parallelo avviene mediante la sostituzione con un trasformatore equivalente avente come potenza nominale la somma delle singole potenze dei trasformatori e stessa V_{cc} . Per mantenere in modo automatico il calcolo di V_{cc} e P_{cc} si dovranno inserire come dati iniziali $r/2$ e $x/2$; in questo modo viene mantenuta uguale la V_{cc} . Per identificare tale cambiamento, a puro scopo informativo è stata inserita una stringa a fianco dei dati del trasformatore interessato. Un esempio è mostrato in figura 3.18.

	R	X	Nbase	R	X	r	x	z
	[pu] S.	[pu] S.	[VA]	[Ohm]	[Ohm]	[pu] M.	[pu] M.	[pu] M.
Trasformatore in Parallelo	0	0,125	100000000	0,00000	21,78000	0,00000	0,07500	0,07500
	0,3813	2,9777	100000000	4,15236	32,42715	0,00953	0,07444	0,07505
	0,5172	4,0186	100000000	5,63231	43,76255	0,01034	0,08037	0,08103
	0,0728	0,1039	100000000	0,79279	1,13147	0,01092	0,01559	0,01903
	1,579	12,1204	100000000	17,19531	131,99116	0,00790	0,06060	0,06111
	1,579	12,1204	100000000	17,19531	131,99116	0,00790	0,06060	0,06111
	0,1514	1,6144	100000000	1,64875	17,58082	0,00757	0,08072	0,08107
	0,0917	1,0553	100000000	0,99861	11,49222	0,00917	0,10553	0,10593
	0,0343	0,8925	100000000	0,37353	9,71933	0,00858	0,22313	0,22329
	0,0343	0,8925	100000000	0,37353	9,71933	0,00858	0,22313	0,22329
	0,3837	2,9969	100000000	4,17849	32,63624	0,00959	0,07492	0,07553
	2,7139	20,7808	100000000	29,55437	226,30291	0,01357	0,10390	0,10479
	2,7139	20,7808	100000000	29,55437	226,30291	0,01357	0,10390	0,10479
	0,7967	6,1753	100000000	8,67606	67,24902	0,00797	0,06175	0,06226
Trasformatore in Parallelo	0,19185	1,49845	100000000	2,08925	16,31812	0,00959	0,07492	0,07553
	2,7139	20,7808	100000000	29,55437	226,30291	0,01357	0,10390	0,10479
	0,7431	5,7596	100000000	8,09236	62,72204	0,00743	0,05760	0,05807
	0,0944	1,0869	100000000	1,02802	11,83634	0,00944	0,10869	0,10910
	0,7431	5,7596	100000000	8,09236	62,72204	0,00743	0,05760	0,05807
	0,5795	4,4919	100000000	6,31076	48,91679	0,00869	0,06738	0,06794
	1,0101	7,7911	100000000	10,99999	84,84508	0,01010	0,07791	0,07856

Figura 3.18: Conversione dei dati dei trasformatori

Le relazioni determinate in precedenza sono inserite in Excel come funzioni in modo da rendere il processo di conversione automatico. I parametri identificati dal colore rosso sono quelli che si ottengono applicando le relazioni viste prima mentre gli altri sono i dati di partenza.

LINEE

Dati forniti nel modello UKGDS: $r[p.u.]$, $x[p.u.]$, $b[p.u.]$, $SMB[MVA]$ (potenza base di sistema), $d[km]$

Dati risultanti dopo la conversione: $r[\Omega/km]$, $l[H/km]$, $c[F/km]$, $g[S/km]$

Come nel caso precedente, i parametri delle linee sono forniti in p.u. di sistema[8] e lo scopo è quello di ricavare i parametri kilometrici. Si procede in modo analogo ai trasformatori. Per prima cosa si deve calcolare il valore dell'impedenza base di sistema:

$$Z_{base} = \frac{V_n^2}{N_{base}} \quad (3.14)$$

È immediato ricavare i parametri richiesti.

Resistenza kilometrica:

$$r \left[\frac{\Omega}{km} \right] = \frac{r_{[pu]} * Z_{base}}{d} \quad (3.15)$$

Dove:

d = lunghezza linea [km]

Induttanza kilomtrica:

$$x_l \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] = \frac{x_{\text{pu}} * Z_{\text{base}}}{d} \quad (3.16)$$

Quindi:

$$l \left[\frac{\text{H}}{\text{km}} \right] = \frac{x_l \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]}{2 * \pi * f} \quad (3.17)$$

Dove

f = frequenza [Hz]

Capacità kilomtrica

$$x_c \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] = \frac{B}{Z_{\text{base}} * d} \quad (3.18)$$

Quindi:

$$c \left[\frac{\text{F}}{\text{km}} \right] = \frac{x_c \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]}{2 * \pi * f} \quad (3.19)$$

Spesso nei modelli UKGDS sono forniti valori nulli di suscettanza (probabilmente è un'opera di mascheramento dei dati originali), che applicati a queste relazioni fornivano capacità nulle. Per questo motivo, per rendere più completo il modello si è pensato di assumere questo criterio: se la capacità calcolata è nulla, si imposta come capacità kilomtrica 1 [nF] altrimenti si usa la capacità calcolata. Questa operazione viene mostrata mediante una stringa "MODIFICA AUTOMATICA" nel caso di capacità calcolata nulla e "NON MODIFICARE" nel caso contrario. Ciò è visibile nella figura 3.19.

Conduttanza

In assenza di informazioni si assume uguale a zero.

R	X	B	Nbase	Zbase	f	C (calcolata)		Controllo:	Se C=0 si assume in automatico---->	C=1E-09
[pu] S.	[pu] S.	[pu] S.	[VA]	[Ohm]	[Hz]	[F/km]		Altrimenti C=C calcolata		
0	0,001	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,213	0,284	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,091	0,121	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,227	0,302	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,104	0,199	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,128	0,094	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,1	0,225	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0	0,001	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,056	0,041	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,002	0,001	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,507	0,374	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,216	0,287	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,03	0,026	0,002	1,00E+08	1,09E+01	50	2,73E-07		NON MODIFICARE		
0,031	0,032	0,001	1,00E+08	1,09E+01	50	1,48E-07		NON MODIFICARE		
0,517	0,376	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,079	0,106	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,009	0,007	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,166	0,121	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,228	0,227	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0	0,001	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,336	0,27	0,006	1,00E+08	1,09E+01	50	1,42E-07		NON MODIFICARE		
0	0,001	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0	0,001	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,538	0,733	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
1,126	0,873	0,001	1,00E+08	1,09E+01	50	1,25E-08		NON MODIFICARE		
0,944	0,657	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,045	0,02	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,238	0,173	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,053	0,023	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,094	0,11	0,001	1,00E+08	1,09E+01	50	7,92E-08		NON MODIFICARE		
0,039	0,039	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,083	0,083	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,113	0,1	0,002	1,00E+08	1,09E+01	50	1,39E-07		NON MODIFICARE		
0,153	0,203	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,149	0,108	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,4	0,291	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,401	0,292	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,088	0,088	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,026	0,016	0,001	1,00E+08	1,09E+01	50	3,25E-07		NON MODIFICARE		
0,098	0,221	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,216	0,287	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,208	0,398	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		
0,226	0,164	0	1,00E+08	1,09E+01	50	0,00E+00		MODIFICA AUTOMATICA		

Figura 3.19: Conversione dei dati delle linee

Le relazioni determinate in precedenza sono inserite in Excel come funzioni in modo da rendere il processo di conversione automatico. I processi di conversione sono effettuati a fianco dei dati dei trasformatori e delle linee rispettivamente e da come si può notare nelle figure 3.18 e 3.19, non essendoci nessuno sfondo giallo nelle celle, implica che questi dati non sono utilizzati dal programma.

3.2 Profili di carico e di generazione

3.2.1 Profili UKGDS

Il progetto UKGDS[2] fornisce tre tipologie generali di profili, reperibili direttamente dal sito del progetto sotto la voce “*Profiles*” e sono così suddivisi:

- Profili Giornalieri (24h x 0,5h)
- Profili Annuali (365d x 1d)
- Profili Annuali (8760h x 0,5h)

Ciascuna di queste tipologie si presenta come un foglio Excel suddiviso in più schede.

Profili Giornalieri (24h x 0,5h)

I profili giornalieri si presentano come un foglio Excel suddiviso in 12 schede e sono:

- Introduction
- Profiles

e poi tutte le rappresentazione grafiche dei singoli profili cioè

- Small hydro
- Pv(fotovoltaico)
- Chp(cogenerazione)
- Domestic
- Industrial
- Commercial
- Outage A
- Outage B
- Outage C
- Outage D

Nel foglio “*introduction*” è presentata una breve descrizione dei profili. Sotto la voce “*profiles*” troviamo una serie di coefficienti(uno ogni mezz’ora) per ognuno dei tipi detti in precedenza e anche il valore massimo, il valore minimo il valore medio. In figura 3.20 sono riportati i primi 11 coefficienti cioè da mezzanotte fino alle 5 del mattino.

Profile Time Multipliers (PTM)		Profile Types (PTY)										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Profile Descriptions (PDE)										
		Constant	Small Hyc PV	CHP	Domestic	Industrial	Commerc	Outage A	Outage B	Outage C	Outage D	
Profile Time (PTI)	One	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Max	1	0,8781	0,999375	0,9	0,9941	0,984	0,95847	1	1	1	1
	Average	1	0,6951	0,198659	0,428125	0,579788	0,727333	0,715016	0,875	0,833333	0,875	0,5
	Min	1	0,5853	0	0,1	0,2459	0,361	0,49939	0	0	0	0
	Zero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0.00	1	0,6585	0	0,2	0,2459	0,361	0,51599	1	1	1	1
	0.30	1	0,7317	0	0,15	0,2738	0,442	0,50558	1	1	1	1
	1.00	1	0,6585	0	0,1	0,2801	0,407	0,53951	1	1	0	1
	1.30	1	0,7317	0	0,1	0,2837	0,418	0,54857	1	1	1	1
	2.00	1	0,6585	0	0,1	0,2856	0,472	0,52386	0	1	1	1
	2.30	1	0,6585	0	0,1	0,3009	0,401	0,51819	0	1	1	1
	3.00	1	0,7317	0	0,1	0,301	0,511	0,4996	0	1	1	1
	3.30	1	0,6585	0	0,1	0,2959	0,537	0,49939	0	1	1	1
	4.00	1	0,7317	0	0,1	0,3015	0,623	0,51885	0	1	1	1
	4.30	1	0,6585	0	0,1	0,3248	0,595	0,52778	0	1	1	1
	5.00	1	0,7317	0	0,3	0,3296	0,551	0,57146	1	1	0	1

Figura 3.20: Profili giornalieri(24h x 0,5h) UKGDS

In figura 3.21 è riportato un esempio di andamento grafico per il profilo industriale.

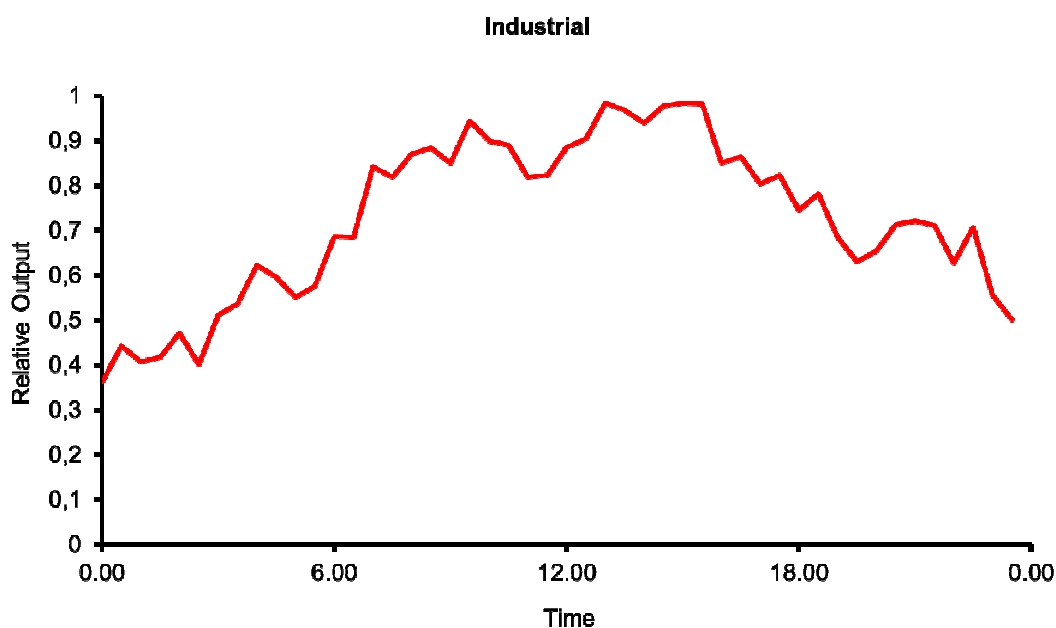


Figura 3.21: Andamento profilo industriale giornaliero UKGDS

Le tipologie "Outage" sono profili che rappresentano momenti di distacco del carico o della generazione (del tipo on/off) in diverse ore della giornata e possono essere personalizzati a libera scelta.

Profili Annuali (365d x 1d)

I profili annuali si presentano come fogli Excel suddivisi in due schede:

- Introduction
- Profiles

- Profiles

Anche in questo caso non sono forniti gli andamenti grafici.

3.2.2 Profili LABSEE

I profili LABSEE sono già stati descritti nel paragrafo 3.1.2. Di seguito sarà descritto il processo di conversione dai profili UKGDS, che si è reso necessario poiché il programma di calcolo necessita di 3 fattori per l'utilizzo dei profili che sono:

- **fdc_{day}**: fattore giornaliero
- **fdc_{week}**: fattore settimanale
- **fdc_{month}**: fattore mensile

Profili Giornalieri (24h x 0,5h)

Per questo tipo di profili non è stato necessario nessun tipo di conversione in quanto il programma di calcolo già supportava la lettura di questi dati. Quindi ogni coefficiente visibile in questo foglio rappresenta il fattore “**fdc_{day}**”.

Profili Settimanali (7G x 1G)

Il progetto UKGDS non fornisce nulla a riguardo e tale tipologia è stata dedotta per via analitica partendo dai profili forniti. Ciò di cui il programma ha bisogno, è un coefficiente del tipo “**fdc_{week}**” per identificare il giorno a cui ci si riferisce. Quindi l'obiettivo è stato quello di ricavare per ogni tipologia di profilo 7 coefficienti, uno per ogni giorno della settimana. Per prima cosa si è fatta una suddivisione dei coefficienti dei profili annuali (365d x 1d) in modo differente al progetto UKGDS mettendo in risalto i vari giorni della settimana, anziché i vari mesi come riportato in figura 3.23. L'esempio riportato riguarda il profilo “Domestic Economy” e come si nota in figura, per ogni settimana è stato trovato il valore massimo. A questo punto si è proceduto con una normalizzazione, cioè si è diviso ogni coefficiente della settimana per il massimo settimana di appartenenza, ottenendo così una serie di valori normalizzati riportati in figura 3.24 (si sono ottenuti tutti i coefficienti normalizzati per il lunedì, martedì, ecc....). Si è proceduto poi con il calcolo della media di tutti i valori del lunedì, del martedì, ecc....ottenendo i coefficienti per ogni giorno della settimana come riportato in fondo alla figura 3.24, ovvero un k_{lun} , k_{mar} , ecc.... che rappresentano proprio il coefficiente “**fdc_{week}**”. Questa operazione è stata eseguita per tutti i profili .

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

	Normalizzazione						
	Lunedì	Martedì	Mercoledì	Giovedì	Venerdì	Sabato	Domenica
0,8496625	0,8619197	0,991306		0,999655863	1	0,960219	0,879752
0,9883454	0,994425	1		0,995858903	0,993997	0,954923	0,873837
0,9890802	0,996652	0,995734		0,997890107	1	0,963025	0,878997
0,9951909	1	0,996145		0,991651095	0,993257	0,9557	0,873893
0,995784	1	0,998358		0,996252178	0,994405	0,959555	0,872029
0,9920224	0,9970647	1		0,998781208	0,996905	0,954629	0,871094
0,9921009	1	0,998598		0,996655898	0,996904	0,953191	0,871043
0,9975997	1	0,998366		0,996924303	0,998146	0,956091	0,872642
0,9918134	0,9955945	1		0,994387229	0,989775	0,948496	0,866922
0,9881519	0,9987812	1		0,992822659	0,988095	0,946473	0,862038
0,9890443	1	0,997974		0,993072542	0,991054	0,954977	0,872397
0,9939552	0,9962818	0,990715		0,985199817	1	0,961226	0,873903
0,9975758	1	0,99745		0,997237784	0,994442	0,955357	0,870323
0,9881147	1	0,999769		0,996217279	0,991644	0,94855	0,863875
0,9976675	1	0,994779		0,999099395	0,872312	0,861946	0,859419
0,8829573	0,994193	1		0,998191342	0,995247	0,968562	0,880206
0,9866934	1	0,996694		0,993611044	0,991207	0,968412	0,880272
0,9912102	1	0,998092		0,993444241	0,991165	0,962788	0,877854
0,8809338	0,997002	1		0,999913125	0,996233	0,971847	0,885755
0,9936769	1	0,997022		0,999435765	0,995395	0,96803	0,883681
0,9934324	0,9997171	0,998209		1	0,999731	0,972464	0,887687
0,8766191	0,9917846	0,998145		0,997611819	1	0,969674	0,886229
0,9965356	0,9997553	0,99711		0,993643725	1	0,971218	0,885645
0,9919619	0,9978973	1		0,997156745	0,998969	0,972375	0,883549
0,9910778	1	0,996665		0,996712923	0,993636	0,970577	0,885686
0,9941485	1	0,996653		0,995842097	0,998753	0,972325	0,885332
0,9926469	0,9999152	0,999682		0,999512182	1	0,97374	0,888357
0,9912526	0,9973735	0,998046		0,997507024	1	0,972243	0,888848
0,9928061	0,9984921	1		0,998652359	0,999615	0,973107	0,888162
0,9906122	1	0,998781		0,998545201	0,9985	0,974402	0,886635
0,9938416	0,9995168	0,998574		0,999738005	1	0,973882	0,888297
0,9902702	0,9972082	0,99648		1	0,999971	0,974804	0,886859
0,9933539	0,9977284	0,99912		0,998674559	1	0,972208	0,887995
0,9919635	1	0,998262		0,997618735	0,998081	0,971762	0,88767
0,8757987	0,9929446	1		0,998401306	0,998033	0,972452	0,892181
0,9839246	0,991955	0,995603		0,998560012	1	0,979633	0,890574
0,9875818	0,9970009	1		0,998194571	0,999176	0,977129	0,893888
0,9858415	0,996755	0,995601		0,999135533	1	0,977785	0,897916
0,9811687	0,9936533	0,996595		1	0,997918	0,973132	0,893188
0,969838	0,9822187	0,988571		0,996172006	1	0,966277	0,887961
0,9732627	0,9908931	0,995247		0,996795515	1	0,963622	0,886958
0,9797782	0,9916227	0,994427		0,998784065	1	0,969227	0,889794
0,9872936	0,9916655	0,998408		1	0,995781	0,961348	0,88188
0,9780078	0,9862019	0,986812		0,997947606	1	0,958865	0,879865
0,9929536	0,9976969	0,997677		0,99914075	1	0,959353	0,878106
0,9879359	0,994534	0,996038		0,999089755	1	0,959905	0,88475
0,9964818	1	0,997626		0,998877335	0,999457	0,958662	0,879593
0,9908687	0,9967637	0,997982		1	0,999135	0,958016	0,876745
0,9905625	0,9972394	0,997677		1	0,99807	0,958367	0,879488
0,9904113	0,9980322	0,997272		1	0,999194	0,955017	0,875801
0,9878994	0,9962162	0,995771		0,998256506	1	0,96182	0,878487
0,9570037	0,8791012	0,988798		0,995747088	1	0,953906	0,876627
	Klun	Kmar	Kmer	Kgio	Kven	Ksab	Kdom
Media	0,9780522	0,9920345	0,997054	0,997358062	0,995081	0,962563	0,880975

Figura 3.24: Conversione profili Settimanali - 2° parte

Profili Mensili (12M x 1M)

Anche per i profili mensili si è dovuto procedere con una conversione analitica in quanto il programma di calcolo necessita di un coefficiente “**fdc_{month}**”. Più precisamente, per ogni tipologia di profilo si devono avere 12 coefficienti, uno per ogni mese. Il processo di conversione è stato eseguito sui profili UKGDS annuali(8760h x 0,5h) in quanto l’altra tipologia annuale era troppo generica. Come ipotesi iniziale si è assunta che ogni coefficiente del profilo annuale (8760h x 0,5h) sia dato dal prodotto:

$$k = \text{fdc}_{\text{day}} * \text{fdc}_{\text{week}} * \text{fdc}_{\text{month}} \quad (3.20)$$

Dove **fdc_{month}** è l’ incognita, **fdc_{week}** la tipologia di coefficienti calcolati prima e *k* è il valore dato nei profili annuali.

Quindi:

$$\text{fdc}_{\text{month}} = k / (\text{fdc}_{\text{day}} * \text{fdc}_{\text{week}}) \quad (3.21)$$

Questo procedimento è stato ripetuto per tutti i coefficienti *k* del profilo annuale. In figura 3.25 è riportato il calcolo dei coefficienti per il primo lunedì del mese di gennaio per il profilo industriale. Alla fine si sono ottenuti una serie di coefficienti per tutti i lunedì di gennaio, per tutti i martedì di gennaio e così via per tutti i mesi. Come si nota ho una certa variabilità dei fattori **fdc_{month}** e ciò è dovuto al fatto che i coefficienti **fdc_{week}** sono stati calcolati senza alcuna ipotesi valida. A questo punto si va a fare una media aritmetica di tutti i coefficienti **fdc_{month}** relativi allo stesso mese ottenendo un unico valore rappresentativo di quel mese. Una volta fatto ciò, i valori ottenuti sono stati tabulati come già visto nella figura 3.16 e si è tracciato il rispettivo andamento grafico. Questo processo di conversione è stato molto laborioso a causa dell’elevato numero di coefficienti in gioco, ma in questo modo sono mantenuti fedeli i rispettivi andamenti grafici.

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

INDUSTRIALE				INDUSTRIALE		
"IND"			fdccday	fdcweek	fdcmmonth	
0,102142058	Gennaio	lunedì	0,442	0,872874	0,264747	
0,104392002			0,407	0,872874	0,293847	
0,101888665			0,418	0,872874	0,279253	
0,108024071			0,472	0,872874	0,262196	
0,090505801			0,401	0,872874	0,258571	
0,091587445			0,511	0,872874	0,205335	
0,089351273			0,537	0,872874	0,190623	
0,087310767			0,623	0,872874	0,160557	
0,075579098			0,595	0,872874	0,145523	
0,074534891			0,551	0,872874	0,154973	
0,070932433			0,576	0,872874	0,141082	
0,072308367			0,686	0,872874	0,120757	
0,07750929			0,685	0,872874	0,129632	
0,069038612			0,842	0,872874	0,093935	
0,081124904			0,818	0,872874	0,113619	
0,073603872			0,871	0,872874	0,096812	
0,067345675			0,884	0,872874	0,087278	
0,071544252			0,851	0,872874	0,096315	
0,053329542			0,945	0,872874	0,064652	
0,055877455			0,899	0,872874	0,071207	
0,038145118			0,89	0,872874	0,049102	
0,041466251			0,819	0,872874	0,058004	
0,042955442			0,823	0,872874	0,059795	
0,045833285			0,886	0,872874	0,059265	
0,04724955			0,904	0,872874	0,059879	
0,043084684			0,984	0,872874	0,050162	
0,050662215			0,968	0,872874	0,059959	
0,056914058			0,94	0,872874	0,069365	
0,059437783			0,977	0,872874	0,069697	
0,065522668			0,984	0,872874	0,076286	
0,06144404			0,982	0,872874	0,071683	
0,062250622			0,851	0,872874	0,083804	
0,069117653			0,865	0,872874	0,091542	
0,076277913			0,805	0,872874	0,108555	
0,080483849			0,824	0,872874	0,1119	
0,087184689			0,745	0,872874	0,13407	
0,092297454			0,782	0,872874	0,135217	
0,097083984			0,684	0,872874	0,162607	
0,098812955			0,63	0,872874	0,179689	
0,09208659			0,655	0,872874	0,161066	
0,091409682			0,714	0,872874	0,14667	
0,099099596			0,721	0,872874	0,157465	
0,089761684			0,712	0,872874	0,144431	
0,094195754			0,628	0,872874	0,171838	
0,094678614			0,707	0,872874	0,15342	
0,100924378			0,556	0,872874	0,207955	
0,105558041			0,501	0,872874	0,24138	
0,100971927			0,361	0,872874	0,320436	

Figura 3.25: Conversione profili Mensili – Primo lunedì di gennaio

Capitolo 4: CIGRE': sistemi di riferimento per l'integrazione in rete delle risorse energetiche rinnovabili e distribuite

4.1 Introduzione

È ampiamente riconosciuto che la transizione verso l'uso diffuso delle risorse energetiche rinnovabili e distribuite (*DER: Distributed Energy Resource Benchmark*) è una delle sfide principali del 21° secolo[9]. Il successo di questa transizione si basa pesantemente sulla disponibilità di metodi e tecniche che permettono l'integrazione economica, forte e responsabile dei DER. Industria, università e istituti di ricerca in tutto il mondo sono attivamente impegnati nello sviluppo di questi metodi e tecniche. Quello che manca, tuttavia, sono sistemi di test che facilitano l'analisi e la validazione dei metodi e delle tecniche sviluppate. Questa carenza è stata affrontata dalla CIGRE' Task Force (TF) C6.04.02 ed è stata creata una base comune per questi test. Stabilire una base comune per l'integrazione dei DER è una sfida importante poiché i sistemi energetici distribuiti sono diversi tra loro. La Task Force ha affrontato il problema sviluppando una metodologia innovativa di modellazione e consiste in un insieme di parametri di riferimento che, insieme, coprono lo spettro dei problemi d'integrazione dei DER. Seguendo questo principio, è stata sviluppata una serie completa di reti di riferimento per facilitare l'analisi di integrazione dei DER nelle reti in alta tensione, media tensione e bassa tensione. Per ciascuna delle reti di riferimento, sono state sviluppate le versioni 60 Hz(rappresentative del Nord America) e 50 Hz(rappresentative dell' Europa). Non è semplice creare dei sistemi di riferimento per reti di distribuzione attive perché la topologia non è ben definita. Per questo motivo, non è possibile definire un'unica configurazione di riferimento adattabile a tutte le esigenze, per l'integrazione dei DER. Per coprire l'intera gamma degli studi pertinenti all'integrazione dei DER è stato definito un set completo di parametri di riferimento. Per identificare tali parametri, si deve prendere in considerazione la rete strutturata come in figura 4.1. Punto centrale di questa metodologia è la struttura gerarchica dei quattro livelli rappresentati in figura 4.1. Partendo dal livello più alto, per esempio dalla potenza elettrica dell'impianto, si

individuano tutti i livelli di dettaglio che sono di interesse per l'integrazione delle risorse energetiche rinnovabili e distribuite.

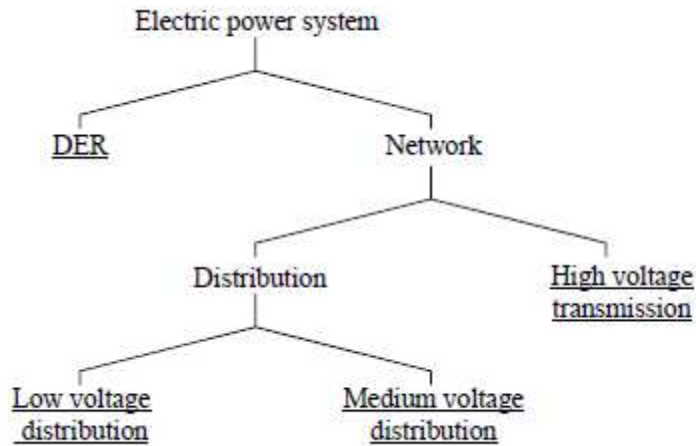


Figura 4.1: Gerarchia per l'identificazione dei parametri di riferimento

Un sistema elettrico è descritto dalla sua struttura base della rete e dalle risorse connesse ai suoi nodi. Una rete equivalente connessa a un DER rappresenta un candidato equivalente come punto di riferimento. È utile anche considerare lo stadio di conversione mediante convertitori dove sono connessi i DER. Inoltre sono necessarie anche le descrizioni delle reti perché ne esistono di diversi tipi. In questo contesto, è ragionevole distinguere reti di trasmissione e reti di distribuzione. Infatti, si hanno reti di trasmissione in alta tensione (AT), reti di distribuzione in media tensione (MT) e reti di distribuzione in bassa tensione (BT). L'integrazione dei DER di riferimento sono così derivati secondo la gerarchia di figura 4.1, in cui gli elementi sottolineati indicano i parametri di riferimento. In generale, questi riferimenti servono per l'analisi, la progettazione e la convalida di metodi per l'integrazione in rete delle risorse energetiche rinnovabili e distribuite. Questo riguarda settori importanti come il funzionamento e il controllo, pianificazione e progettazione, power quality, protezione e stabilità. Per ciascuna di queste tipologie esistono diverse problematiche. Per esempio, all'interno di progettazione e design, un tema importante è la selezione dell'interfaccia di alimentazione elettronica appropriata per il DER. Un esempio riguardante questo problema è lo studio dell'impatto dei diversi tipi di convertitori per la generazione distribuita (DG) sulle armoniche misurate al punto di accoppiamento comune. Quindi, definire le reti di riferimento comporta anche l'analisi di una serie di problematiche che non possono essere trascurate. Allo stesso modo, la definizione dei DER comporta lo studio di altri problemi.

4.2 DER di riferimento: risorse energetiche distribuite

Questo lavoro è stato sviluppato al fine di studiare gli effetti dell'interconnessione dei diversi DER con i sistemi elettrici e di eseguire analisi dettagliate delle topologie di DER specifiche e le strategie di controllo. L'ampia gamma di livelli di potenze dei DER consente il loro collegamento alle reti di trasmissione e distribuzione, ma solo una configurazione di riferimento è necessaria. Questa configurazione può essere completata usando i dati consigliati per lo studio degli impatti dei sistemi DER con potenze che vanno da pochi kW nei sistemi di distribuzione a centinaia di MW nei sistemi di trasmissione ad alta tensione.

4.2.1 Configurazione dei DER di riferimento

Un DER di riferimento è mostrato in figura 4.2.

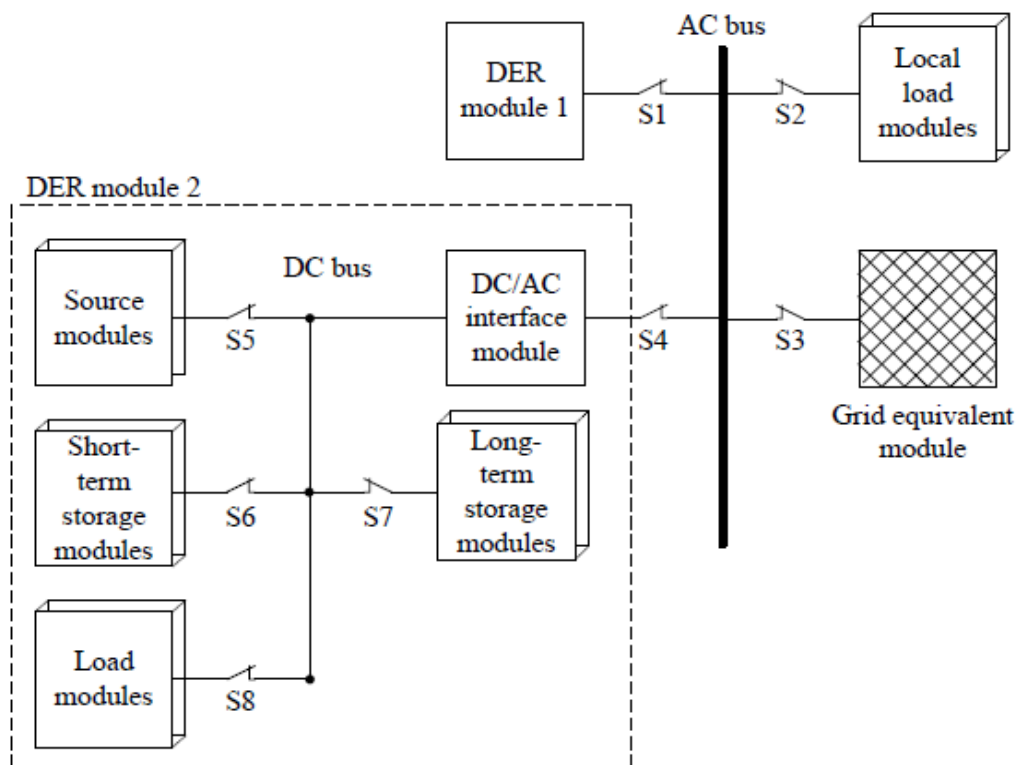


Figura 4.2: DER di riferimento

E' costituito da un nodo AC connesso a un modulo equivalente rappresentante il resto della rete. I moduli di carico locali e i DER possono essere connessi al nodo AC per mezzo degli interruttori (S1 e S2), che consentono diverse configurazioni e prove da eseguire, in base al loro stato. Il modulo equivalente della rete è collegato tramite un interruttore (S3) che consente il funzionamento in isola sia dei DER che dei carichi. Un esempio più dettagliato di un DER è presentato nel "DER module 2" nella figura 4.2, in cui l'alimentazione, lo stoccaggio e moduli di carico sono connessi a un nodo DC interfacciato alla linea AC mediante un convertitore elettronico di potenza. Possono essere aggiunti dei moduli addizionali per studiare gli effetti del parallelo dei DER e possono essere necessari anche dei trasformatori di isolamento all'interno dei DER a seconda dei livelli di tensione e dei livelli di potenza. Il modulo equivalente della rete è rappresentato mediante un generatore di tensione (con tensione V_g e potenza di cortocircuito S_{sc}) con in serie la sua impedenza (Z_L), come mostrato in figura 4.3.

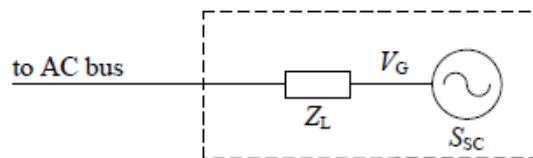


Figura 4.3: Modulo Equivalente della rete

I parametri del modulo equivalente della rete variano a seconda del livello di tensione a cui sono connessi i DER. In tabella 4.1 sono riportati i valori tipici per il Nord America e per l'Europa .

Tabella 4.1: parametri del modulo equivalente della rete

Parameters of North American grid equivalent for DER benchmark

Voltage level	DER power range [kVA]	Grid voltage, V_G [kV, rms line-to-line]	Short circuit power, S_{sc} [MVA]	Grid line impedance, Z_L [p.u.]**
Low voltage	1 – 500	0.12 / 0.208 / 0.48*	3 – 10	0.1 + j0.15
Medium voltage	10 – 2000	12.47	500 – 1200	0.2 + j0.3
High voltage	1000 – 30000	230	1000 – 10000	0.2 + j0.4

* 0.12 kV is line-to-neutral voltage of single-phase residential subnetwork; 0.208 kV is of commercial subnetwork; 0.48 kV is of industrial subnetwork.

** p.u. values are calculated from V_G and the high values of S_{sc}

Parameters of European grid equivalent for DER benchmark

Voltage level	DER power range [kVA]	Grid voltage, V_G [kV, rms line-to-line]	Short circuit power, S_{sc} [MVA]	Grid line impedance, Z_L [p.u.]**
Low voltage	1 – 500	0.4	3 – 10	0.1 + j0.15
Medium voltage	10 – 2000	20	500 – 1200	0.2 + j0.3
High voltage	1000 – 30000	220	1000 – 10000	0.2 + j0.4

* p.u. values are calculated based on V_G and the high values of S_{sc}

Alcuni parametri di riferimento possono essere modificati al fine di effettuare test sulle caratteristiche elettriche dei moduli DER. Alcune linee guida su come modificare questi parametri sono riportati di seguito.

Tensione

La tensione di rete consigliata può essere modificata in base allo studio da compiere. E' preferibile che il valore scelto sia una tensione comunemente installata. Ad esempio nel Nord America valori di tensione tipici per reti di alta tensione sono 115kV, 230kV, 345kV e 500kV. Per reti in media tensione sono 4,6kV, 12.0kV, 12,47kV, 13.2kV, 13.8kV, 21,6kV, 22kV, 24.9kV, 34,5kV e 69kV e per reti in bassa tensione monofase sono 120V 240V 208V e 480V. Per il caso europeo, tipici valori per reti di alta tensione sono 110, 132, 150, 220, 225, 380 e 400 kV, mentre per reti in media tensione sono 6,6, 10, 11, 12, 15, 20, e 36 kV e per reti in bassa tensione sono 380, 400, 415 V.

Frequenza

E' possibile variare la frequenza di rete per eseguire studi sulla risposta in frequenza della rete in condizioni anomale.

Stato degli interruttori

L'apertura o la chiusura degli interruttori possono facilitare l'uso di scenari di test differenti, come isola, o risincronizzazione con la rete. Le posizioni degli altri switch possono essere variati secondo le necessità, senza particolari restrizioni.

4.2.2 Esempio di applicazione di un DER di riferimento

Un esempio di applicazione di un DER di riferimento è mostrato in figura 4.4, in cui sono stati interconnessi DER differenti, attraverso un nodo DC per formare un sistema di accumulo di energia e un sistema di gestione chiamato SESAM (*Stochastic Energy Source Access Management*). Tale esempio è stato applicato a una rete di riferimento Europea.

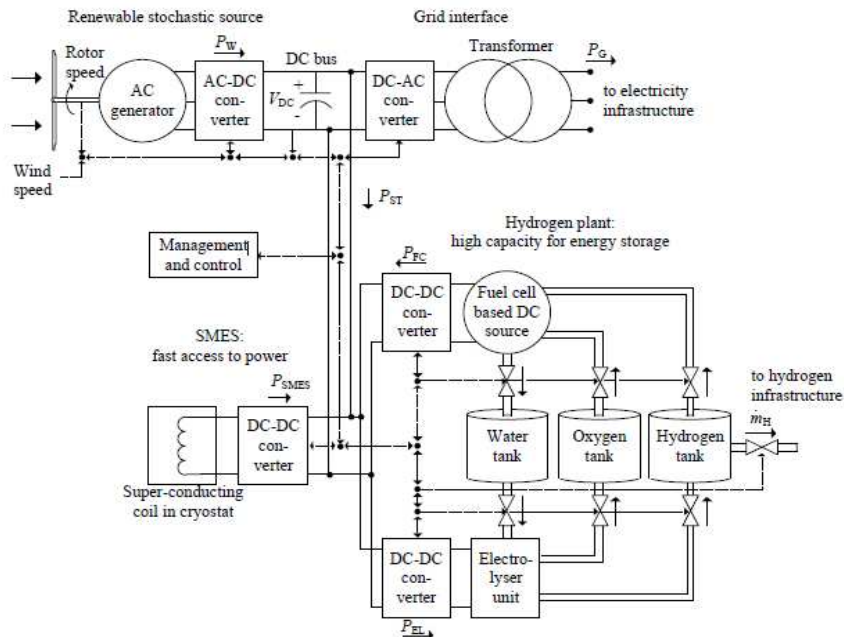


Figura 4.4: Esempio di un DER di riferimento: SESAM

La funzione principale del sistema SESAM è quella di compensare le fluttuazioni stocastiche di fonti di energia rinnovabili all'interno del modulo di origine, al fine di fornire una potenza di uscita prevista per la rete. In questo esempio, un convertitore DC-AC è utilizzato per l'interconnessione al nodo AC del sistema esterno, come mostrato nel quadrante in alto a destra della figura 4.4. La rete di riferimento utilizzata è quella Europea in bassa tensione, dove V_g è di 400 V e la frequenza 50 Hz. Il trasformatore d'interfaccia con la rete e l'impedenza equivalente della rete sono rappresentati mediante la serie di una resistenza R_g e un'induttanza L_g . Il convertitore DC-AC utilizza un controllo che mira a mantenere costante la tensione lato DC e quindi la potenza attiva, che non è altro che la potenza P_w proveniente dalla sorgente stocastica rinnovabile meno la potenza P_{st} che fluisce nel sistema di accumulo. La potenza reattiva è controllata mediante la regolazione della tensione di uscita lato AC. La fonte di energia stocastica rinnovabile è mostrata nel quadrante in alto a sinistra della figura 4.4 ed è rappresentata mediante una turbina eolica modellata come una macchina sincrona a magneti permanenti collegata al nodo DC mediante un convertitore AC-DC. Il quadrante in basso a sinistra mostra il modulo di stoccaggio dell'energia, mentre il quadrante in basso a destra mostra un sistema di stoccaggio dell'idrogeno in cui l'energia è prodotta mediante celle a combustibile.

4.3 Reti di distribuzione di riferimento Europee in media tensione

La rete di distribuzione di riferimento in media tensione è stata ricavata da una rete reale della Germania che fornisce energia a una piccola città e alla sua zona circostante. Rispetto alla rete originale, il numero di nodi della rete di riferimento è stato ridotto per migliorare la facilità d'uso e la flessibilità mantenendo integre le sue caratteristiche reali. La rete ottenuta è rappresentativa sia delle reti tipiche Europee che quelle del Nord America nonostante la loro diversità nella progettazione e nell'installazione.

4.3.1 Configurazione base

Struttura: le reti in media tensione Europee si presentano come reti trifasi magliate o radiali, con quest'ultima configurazione tipica delle aree rurali. La rete di riferimento permette di avere una certa flessibilità e ammette l'utilizzo di entrambe queste strutture. In rete sono presenti numerosi trasformatori MT\BT. La tensione nominale è 20kV e la frequenza del sistema è 50 Hz.

Simmetria: la rete in genere è un sistema simmetrico ed equilibrato e si fa tutto il possibile per evitare squilibri. Normalmente nelle reti di riferimento non si hanno gli squilibri ma possono essere introdotti se desiderati.

Tipologia di linee: le linee aeree sono generalmente costituite da conduttori nudi di alluminio con o senza rinforzo in acciaio(per esempio A1 o A1/S1A). Le linee in cavo sono costituite da cavi in XLPE schermati.

Messa a terra: la messa a terra nelle reti MT dipende dalle preferenze regionali. In genere si utilizza la messa a terra mediante impedenza accordata(bobina Petersen).

4.3.2 Topologia

La topologia della rete in media tensione Europea è mostrata in figura 4.5. Le due aree tratteggiate rappresentano i feeder 1 e feeder 2. Entrambi i feeders sono alimentati da trasformatori 110/20 kV dal sistema di sub-trasmissione a 110 kV. Un singolo feeder oppure entrambi possono essere utilizzati per lo studio dell'integrazione dei DER. Inoltre si possono creare condizioni differenti di funzionamento agendo sugli interruttori S1 S2 S3. Per esempio se tutti gli interruttori sono aperti, si ha una rete radiale mentre se vengono chiusi S2 e S3, nel feeder 1 si crea una magliatura. Agendo su S1 invece è possibile alimentare i feeder separatamente(S1 aperto) oppure collegarli per mezzo di una linea di distribuzione(S1 chiuso).

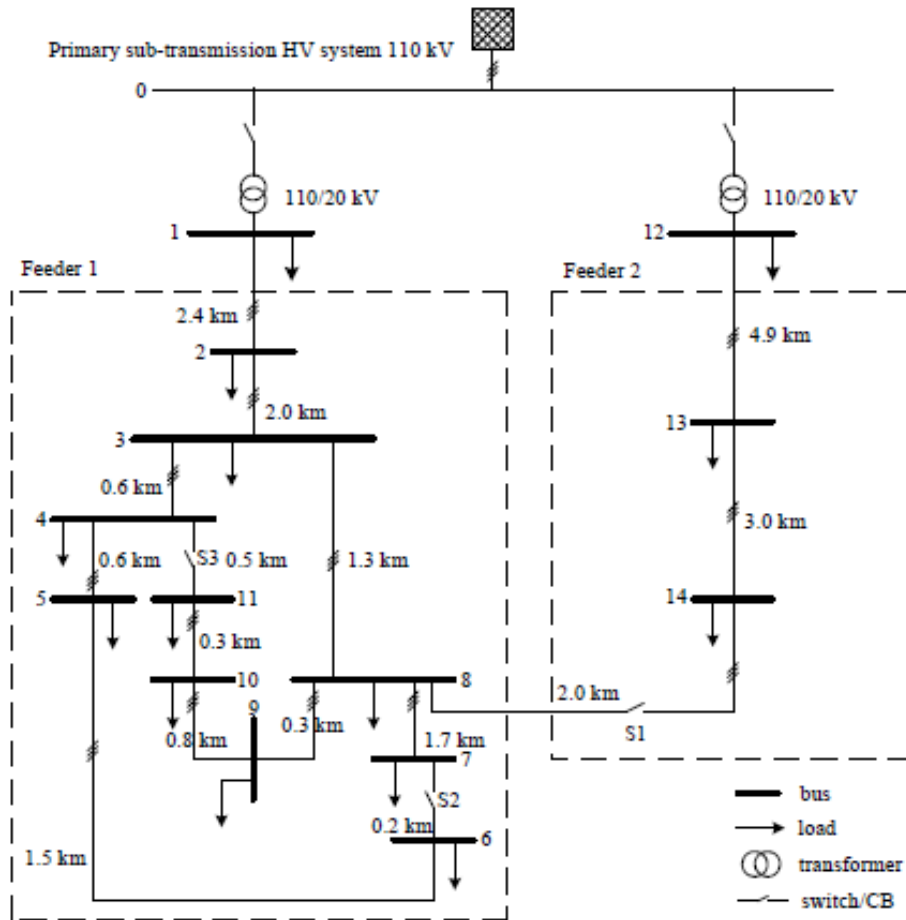


Figura 4.5: topologia rete di riferimento in media tensione Europea

Vista la flessibilità di queste reti, è possibile rappresentare il collegamento di più reti, per esempio una rete AT e una rete MT.

4.3.3 Dati della rete di riferimento

Nelle reti di riferimento Europee le linee aeree sono montate su sostegni senza conduttori di neutro, mentre le linee in cavo interrato sono provviste di schermatura. La figura 4.6 in relazione alla tabella 4.2 fornisce i parametri geometrici per le linee aeree e per i cavi interrati dai quali è possibile ricavare i parametri di linea.

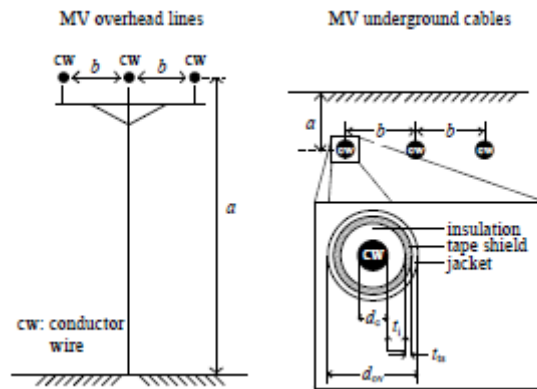


Figura 4.6: parametri geometrici per linee aeree e linee in cavo in MT Europee

Tabella 4.2: parametri geometrici per linee aeree e linee in cavo in MT Europee

Installation	a	b
	[m]	[m]
Overhead	9.5	1.0
Underground	0.7	0.3

Le tipologie di conduttore utilizzate sono identificate dalla colonna “Conductor ID” (1 per linee aeree e 2 per linee in cavo) e i rispettivi parametri sono elencati nelle tabelle 4.3 e 4.4.

Tabella 4.3: Parametri delle linee aeree in MT Europee

Conductor ID	Type	Stranding	Cross-sectional Area	d_c	GMR	R'_{dc} at 20 °C	R'_{dc} at 90 °C
			[mm ²]	[cm]	[cm]	[Ω/km]	[Ω/km]
1	A1	7	63	1.02	0.370	0.4545	0.5100

Tabella 4.4: parametri delle linee in cavo in MT Europee

Conductor ID	Type *	Stranding	Cross-sectional Area	d_c	GMR	R'_{dc} at 20 °C	R'_{dc} at 90 °C	t_1	t_2	t_3	d_{sw}
			[mm ²]	[cm]	[cm]	[Ω/km]	[Ω/km]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]
2	NA2XS2Y RM	19	120	1.24	0.480	0.253	0.338	5.5	2.5	0.2	34.2

La tabella 4.5 fornisce i dati relativi alle linee come la lunghezza, le resistenze e reattanze alla sequenza diretta, inversa e zero.

Tabella 4.5: dati delle linee per reti di riferimento MT Europee

Line segment	Node from	Node to	Conductor ID	R_{μ}	X_{μ}	B_{μ}	R_0	X_0	B_0	l	Installation
				[Ω /km]	[Ω /km]	[μ S/km]	[Ω /km]	[Ω /km]	[μ S/km]	[km]	
1	1	2	1	0.510	0.366	3.17	0.658	1.61	1.28	2.82	overhead
2	2	3	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	4.42	underground
3	3	4	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	0.61	underground
4	4	5	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	0.56	underground
5	5	6	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	1.54	underground
6	6	7	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	0.24	underground
7	7	8	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	1.67	underground
8	8	9	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	0.32	underground
9	9	10	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	0.77	underground
10	10	11	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	0.33	underground
11	11	4	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	0.49	underground
12	3	8	2	0.343	0.274	47.5	0.817	1.60	47.5	1.30	underground
13	12	13	1	0.510	0.366	3.17	0.658	1.61	1.28	4.89	overhead
14	13	14	1	0.510	0.366	3.17	0.658	1.61	1.28	2.99	overhead
15	14	8	1	0.510	0.366	3.17	0.658	1.61	1.28	2.00	overhead

La tabella 4.6 fornisce i dati dei trasformatori per le reti di riferimento in media tensione Europee:

Tabella 4.6: dati dei trasformatori per reti di riferimento MT Europee

Node from	Node to	Connection	V_1	V_2	Z_v^*	S_{rated}
			[kV]	[kV]	[Ω]	[MVA]
0	1	3-ph Y-Y Both sides grounded	110	20	0.016+j1.92	25
0	12	3-ph Y-Y Both sides grounded	110	20	0.016+j1.92	25

La tabella 4.7 fornisce i dati riguardanti il modulo rappresentante la rete AT

Tabella 4.7: dati della rete equivalente AT Europea

Nominal system voltage	Short circuit power, S_{SC}	R/X ratio
[kV]	[MVA]	
110	1.2×10^3	0.1

4.3.4 Dati dei carichi

La tabella 4.8 fornisce i dati relativi ai carichi. Si assume che nella rete di riferimento i carichi siano simmetrici ed equilibrati e quindi tutti uguali nelle tre fasi. Come si nota, per i nodi 1 e 12 si hanno dei valori elevati di potenza. Infatti, rappresentano dei feeder addizionali che non sono descritti in dettaglio come il feeder 1 e feeder 2.

I carichi utilizzati sono di tipo residenziale e commerciale e a titolo d'esempio è fornito l'andamento dei profili giornalieri relativi a queste due tipologie di carico (figura 4.7).

Tabella 4.8: parametri dei carichi per reti di riferimento MT Europee

Node	Apparent Power [kVA]		Power Factor	
	Residential	Commercial / Industrial	Residential	Commercial / Industrial
1	15300	5100	0.98	0.98
2	---	---	---	---
3	285	265	0.97	0.85
4	445	---	0.97	---
5	750	---	0.97	---
6	565	---	0.97	---
7	---	90	---	0.85
8	605	---	0.97	---
9	---	675	---	0.85
10	490	80	0.97	0.85
11	340	---	0.97	---
12	15300	5280	0.98	0.95
13	---	40	---	0.85
14	215	390	0.97	0.85

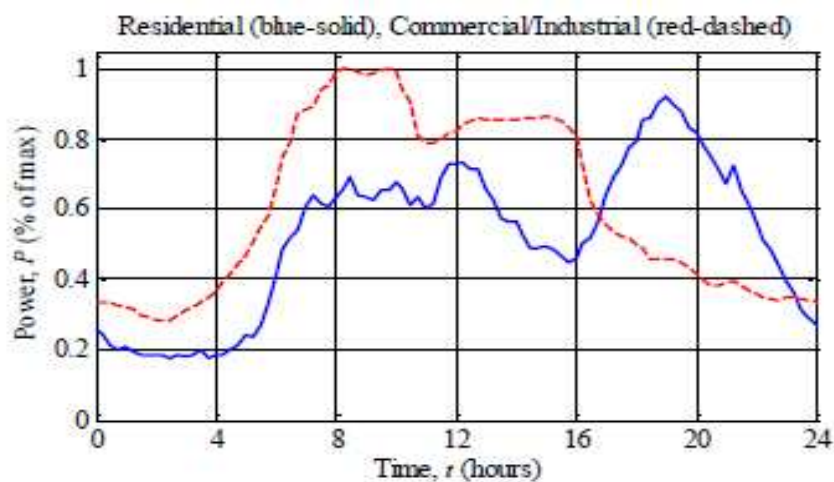


Figura 4.7: Profili giornalieri formato CIGRE'

E' importante inoltre tener conto del fattore di contemporaneità poiché non è detto che tutti i carichi funzionino contemporaneamente. Tale coefficiente è funzione del numero di utenti serviti (N_{id}). Il carico equivalente (S_{cf}) è ricavato moltiplicando la sommatoria delle potenze dei generici carichi (S_k) per il fattore di contemporaneità (CF) cioè:

$$S_{cf} = CF * \sum_{k=1}^{N_{id}} S_k \quad (4.1)$$

Dove

$$CF = 0,6 \left(1 + \frac{1}{N_{id}} \right) \quad (4.2)$$

4.4 Flessibilità delle reti di riferimento in media tensione

Un esempio interessante di studio può riguardare l'impatto dei DER nella rete di riferimento. Di seguito sono elencate alcune linee guida su come modificare i parametri di riferimento.

TENSIONE

La tensione nominale per le reti di riferimento Europee è 20kV. Altri livelli di tensione possono essere utilizzati ma i conduttori, la configurazione dei sostegni, la distanza dei conduttori, trasformatori, ecc. devono essere opportunamente dimensionati per la nuova tensione. Seguendo questo criterio, si possono eseguire diversi studi sulla rete purché le tensioni scelte siano realistiche.

LUNGHEZZA DELLE LINEE

Possono essere variate le lunghezze delle linee finché non si hanno eccessive cadute di tensione.

TIPI DI LINEE E PARAMETRI

Il modello di riferimento Europeo utilizza linee aeree e linee in cavo. E' possibile realizzare un modello costituito da sole linee in cavo, ma devono essere assunti degli accorgimenti per eseguire una compensazione della potenza reattiva. In genere, reti realizzate completamente in cavo si hanno nelle aree urbane con alta densità di carico.

CARICHI

I parametri dei carichi possono essere modificati a libera scelta. E' anche ammesso un leggero squilibrio ($\pm 10\%$).

TRASFORMATORI

Regolazione della tensione

Per rendere ancora più realistico il modello, si possono introdurre i trasformatori con variatore sotto carico. Le principali caratteristiche che devono avere sono:

- Primario: $\pm 5\%$ con incrementi del 2,5% a vuoto
- Secondario: $\pm 10\%$ con incrementi dello 0,625% a carico
- Sensibilità del secondario: $\pm 1V$, con 60s di ritardo

Interconnessione reti AT/MT

Il modello di riferimento MT può essere utilizzato per sostituire un carico in una rete di riferimento AT per simulare l'interconnessione tra due sistemi elettrici. L'interconnessione può essere rappresentata mediante un trasformatore AT/MT oppure mediante un autotrasformatore e una linea di subtrasmissione come rappresentato in figura 4.8.

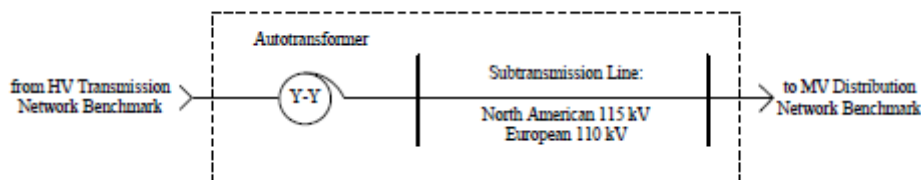


Figura 4.8: topologia del collegamento tra reti AT-MT

4.5 Conversione dei Modelli CIGRE' nel formato LABSEE

Come già visto per i modelli UKGDS, anche in questo caso si è dovuto operare una conversione dei dati forniti per renderli compatibili con il formato LABSEE. La struttura del formato è uguale a quella descritta nel paragrafo 3.1.2. Si analizzano solo i fogli Excel, dove sono state eseguite le operazioni di conversione.

TRASFO

Dati forniti nel modello CIGRE': V_1 [kV], V_2 [kV], $Z[\Omega]$ (riferita al secondario), S_{rated} [MVA], tipo di collegamento

Dati necessari al programma: v_{cc} [p.u.], p_{cc} [p.u.]

L'impedenza Z del trasformatore è espressa in Ω e può essere scritta in questo modo:

$$Z = R + jX \quad [\Omega] \quad (4.3)$$

Dove R e X sono espressi in Ω .

Quindi è necessario calcolare il valore di R e X in p.u. di macchina per ottenere v_{cc} e p_{cc} espressi in p.u. cioè:

$$r[pu]_M = R[\Omega] * \frac{S_{rated} [VA]}{V_{2n}^2 [V]} \quad (4.4)$$

e

$$x[pu]_M = X[\Omega] * \frac{S_{rated} [VA]}{V_{2n}^2 [V]} \quad (4.5)$$

A questo punto si può dire che:

$$v_{cc}[pu] = z_{cc}[pu] \quad (4.6)$$

Con

$$z_{cc}[pu] = \sqrt{r[pu]_M^2 + x[pu]_M^2} \quad (4.7)$$

Mentre

$$p_{cc}[pu] = r[pu]_M \quad (4.8)$$

LINEE

Dati forniti nel modello CIGRE': $r[\Omega/km]$, $x[\Omega/km]$, $b[\mu S/km]$, $l[km]$, *tipologia di linea*

Dati risultanti dopo la conversione: $r[\Omega/km]$, $l[H/km]$, $c[F/km]$, $g[S/km]$

In questo caso i dati forniti dal modello CIGRE' sono più semplici da interpretare; infatti, per quanto riguarda la resistenza chilometrica non è necessaria alcuna conversione. Per quanto riguarda l'induttanza è immediato ricavarla:

$$l\left[\frac{H}{km}\right] = \frac{x\left[\frac{\Omega}{km}\right]}{2 * \pi * f} \quad (4.9)$$

Mentre per quanto riguarda la capacità

$$c\left[\frac{F}{km}\right] = \frac{b\left[\frac{\mu S}{km}\right] * 10^{-6}}{2 * \pi * f} \quad (4.10)$$

Con $f = 50$ Hz

Anche in questo caso, non essendo fornita alcuna informazione a riguardo della conduttanza, si assume che sia nulla.

CAR

Dati forniti nel modello CIGRE': *potenza apparente*[kVA], *Power Factor*

Dati risultanti dopo la conversione: $P[W]$, $Q[W]$

Anche in questo caso è immediato determinare le potenze:

$$P[kW] = S[kVA] \cdot PF \quad (4.11)$$

e

$$Q[kVar] = S^2[kVA] - P^2[kW] \quad (4.12)$$

4.5.1 Profili di generazione e di carico

I modelli CIGRE' forniscono solo gli andamenti grafici dei profili giornalieri(24h) di carico e di generazione riferiti alla potenza attiva e sono così suddivisi:

Profili di carico

- Residenziale
- Commerciale/industriale

Questi profili sono stati già visti in figura 4.7.

Profili di generazione

- Eolico
- Fotovoltaico
- Batterie
- Celle a combustibile
- Cogenerazione e celle a combustibile
- Cogenerazione Diesel

I profili di generazione sono visibili in figura 4.9. e sono stati ottenuti mediante delle simulazioni su casi reali. Per esempio il profilo eolico è stato ottenuto durante un giorno non molto ventilato mentre il profilo delle batterie tiene conto delle fasi di carica e scarica della batteria.

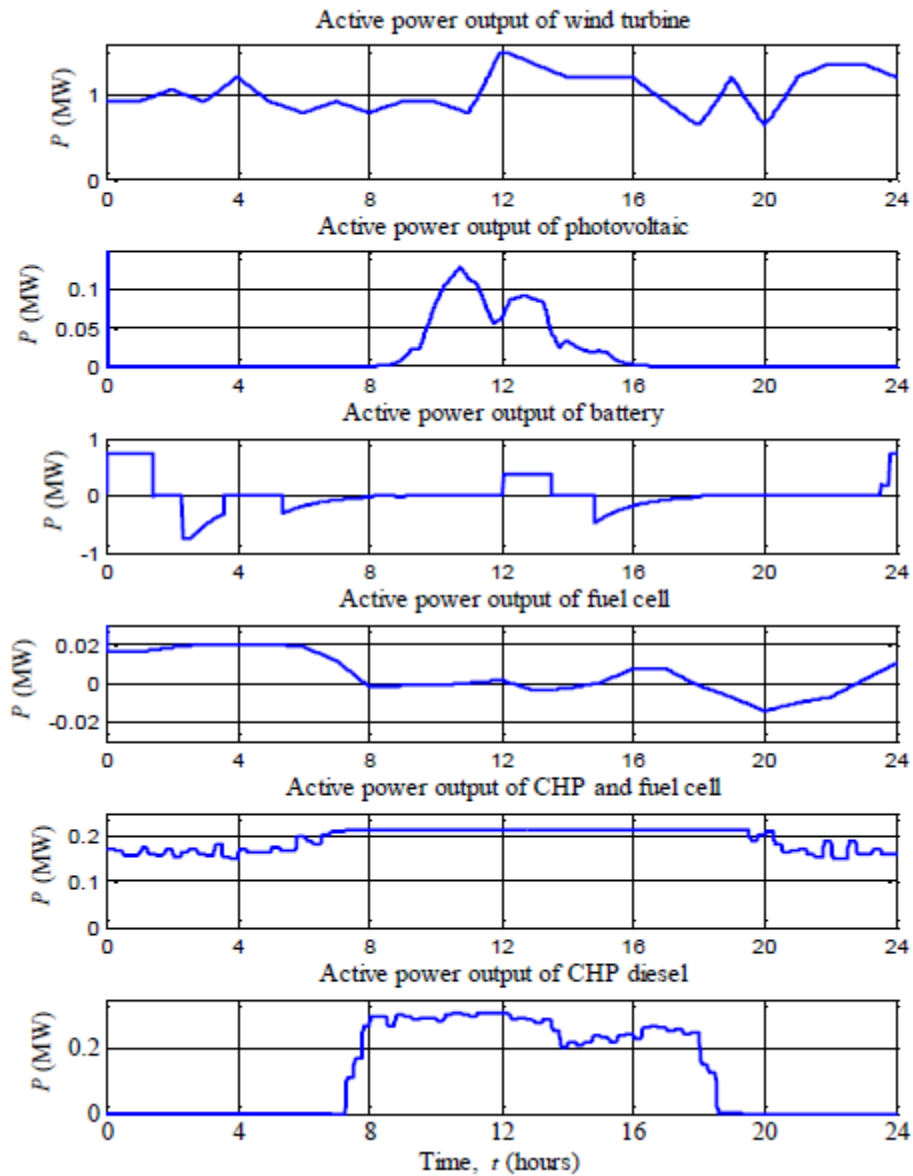


Figura 4.9: Profili di generazione formato CIGRE'

Nessuno di queste tipologie è tabulata e pertanto si è dovuto procedere con una estrapolazione dei coefficienti direttamente dall'andamento grafico. In questo modo si sono ricavati 48 coefficienti (1 ogni mezz'ora) che rappresentano il profilo giornaliero 24h x 0,5h. Questi dati sono stati tabulati e inseriti nel modello LABSEE con i relativi andamenti grafici. Ciò è visibile in figura 4.10.

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

Tipo di profilo:	COMMERCIALI	RESIDENZIALE	EOLICO	FOTOVOLTAICO	BATTERIE	CELLE A COMBU:	COGENERAZIONE E FUEL CEL	COGENERAZIONE
Codice----->	"COMc"	"RES"	"WINDc"	"Pvc"	"BATT"	"FC"	"CHPfc"	"CHPd"
0.00	0,34	0,25	0,9	0	0,8	0,018	0,18	0
0.30	0,34	0,22	0,9	0	0,8	0,018	0,16	0
1.00	0,32	0,2	0,9	0	0,8	0,018	0,18	0
1.30	0,3	0,19	1	0	0	0,018	0,17	0
2.00	0,28	0,19	1,1	0	0	0,018	0,16	0
2.30	0,3	0,18	1	0	-0,8	0,019	0,18	0
3.00	0,34	0,19	0,9	0	-0,5	0,02	0,19	0
3.30	0,36	0,2	1,1	0	-0,3	0,02	0,17	0
4.00	0,38	0,19	1,3	0	0	0,02	0,15	0
4.30	0,41	0,2	1,2	0	0	0,02	0,16	0
5.00	0,49	0,23	0,8	0	0	0,02	0,15	0
5.30	0,59	0,3	0,75	0	-0,3	0,02	0,18	0
6.00	0,77	0,48	0,7	0	-0,2	0,02	0,2	0
6.30	0,85	0,55	0,75	0	-0,1	0,015	0,18	0
7.00	0,87	0,64	0,9	0	-0,05	0,01	0,19	0
7.30	0,92	0,6	0,75	0	0	0,005	0,2	0,18
8.00	0,99	0,64	0,7	0	0	0	0,21	0,3
8.30	1	0,7	0,75	0,02	0	0	0,21	0,26
9.00	0,98	0,63	0,9	0,03	0	0	0,21	0,3
9.30	0,99	0,65	0,9	0,05	0	0	0,21	0,28
10.00	1	0,64	0,9	0,1	0	0	0,21	0,3
10.30	0,9	0,66	0,85	0,13	0	0	0,21	0,27
11.00	0,81	0,62	0,8	0,08	0	0,005	0,21	0,3
11.30	0,79	0,65	1,2	0,06	0	0,005	0,21	0,28
12.00	0,83	0,72	1,5	0,07	0,4	0,01	0,21	0,3
12.30	0,85	0,7	1,4	0,08	0,4	0	0,21	0,25
13.00	0,85	0,64	1,3	0,09	0	-0,005	0,21	0,27
13.30	0,86	0,57	1,25	0,06	0	0	0,21	0,26
14.00	0,86	0,56	1,2	0,03	0	0	0,21	0,2
14.30	0,87	0,48	1,2	0,025	0	0,004	0,21	0,21
15.00	0,87	0,48	1,2	0,02	-0,5	0,006	0,21	0,24
15.30	0,86	0,46	1,2	0,015	-0,3	0,008	0,21	0,21
16.00	0,8	0,45	1,2	0,01	-0,25	0,01	0,21	0,24
16.30	0,6	0,5	1,1	0	-0,2	0,01	0,21	0,21
17.00	0,58	0,6	1	0	-0,1	0,01	0,21	0,28
17.30	0,57	0,72	0,8	0	-0,05	0,01	0,21	0,24
18.00	0,5	0,79	0,6	0	0	0	0,21	0,2
18.30	0,48	0,85	0,9	0	0	-0,005	0,21	0,1
19.00	0,48	0,9	1,2	0	0	-0,01	0,21	0
19.30	0,45	0,86	0,9	0	0	-0,015	0,19	0
20.00	0,41	0,8	0,6	0	0	-0,018	0,18	0
20.30	0,39	0,75	0,8	0	0	-0,01	0,18	0
21.00	0,39	0,65	1,2	0	0	-0,008	0,15	0
21.30	0,4	0,64	1,3	0	0	-0,004	0,18	0
22.00	0,37	0,54	1,4	0	0	-0,003	0,14	0
22.30	0,36	0,45	1,4	0	0	0	0,17	0
23.00	0,35	0,4	1,4	0	0	0,005	0,13	0
23.30	0,35	0,37	1,3	0	0,2	0,008	0,14	0
24.00	0,36	0,28	1,2	0	0,8	0,01	0,16	0

Figura 4.10: profili giornalieri CIGRE'

Inoltre come ipotesi si assume che questi profili siano applicabili sia alla potenza attiva che alla potenza reattiva. Il metodo per richiamare i profili è lo stesso visto in precedenza, cioè basta aggiungere una stringa di richiamo nei fogli "Car" o "Gen", sotto la voce "DCDay". Per esempio se si vuole richiamare il profilo commerciale basterà scrivere:

"1*COMc"

La lettera "c" sta a indicare che si stanno utilizzando i profili CIGRE', per non confonderli con i profili UKGDS.

4.6 Studio sulla rete di riferimento Europea in media tensione

In questo paragrafo si vuole mostrare l'utilizzo del programma di simulazione sulla rete di riferimento Europea mostrando alcune configurazioni che si ottengono agendo sugli interruttori S1,S2,S3 della rete. Si confronteranno poi i risultati ottenuti con le simulazioni eseguite nel rapporto del CIGRE'.

4.6.1 Rete di riferimento Europea senza DER

Si prende in considerazione la rete descritta nel paragrafo 4.3, nel quale gli interruttori S1, S2, S3 sono tutti aperti. In questo modo la rete presenta una struttura radiale visibile in figura 4.11, ottenuta con il programma di simulazione.

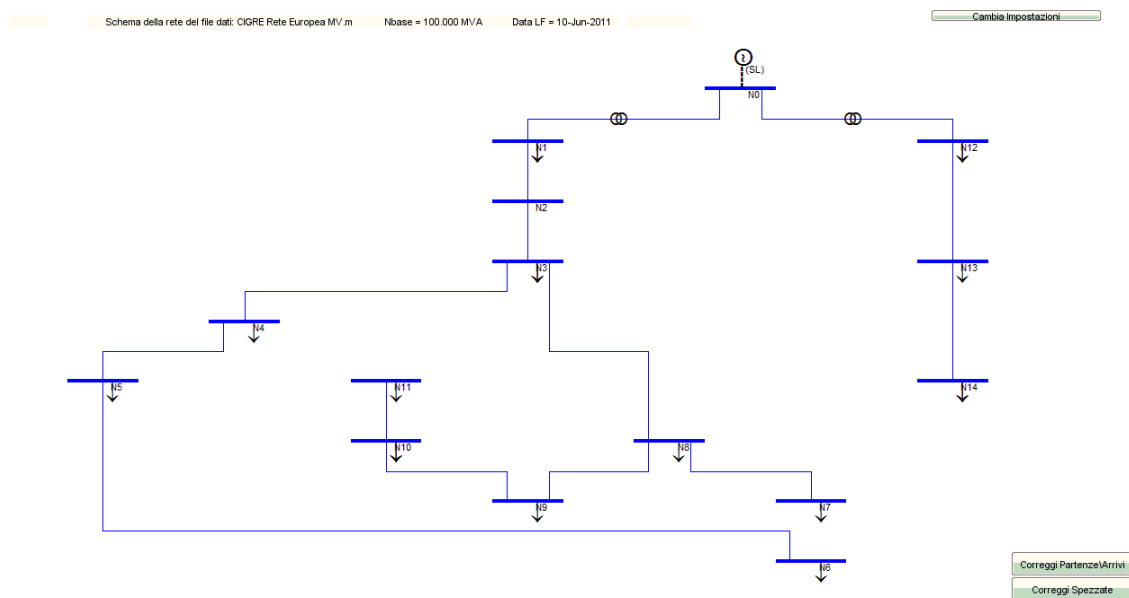


Figura 4.11: schema della rete di riferimento Europea in media tensione

Il load flow è stato eseguito su un periodo di 24h e più precisamente dalle 0:00 del 10 Giugno 2011 alle 24:00 del 11 Giugno 2011. Inoltre sono stati applicati ai carichi i relativi profili giornalieri descritti in precedenza. I risultati ottenuti dalla simulazione sono visibili in figura 4.12 dove sono visualizzati i valori massimi e minimi della tensione per ogni nodo espressi in per unità e la relativa data. Come si nota in figura , dal nodo 2 al nodo 11 la tensione è inferiore al $\pm 5\%$.

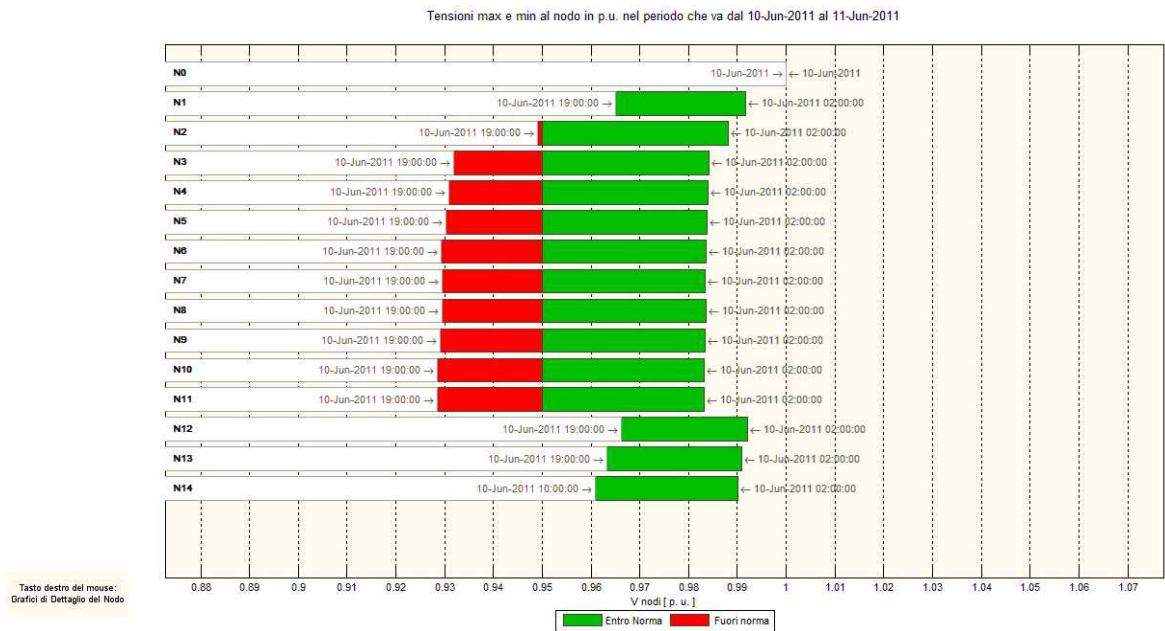


Figura 4.12: Valori massimi e minimi delle tensioni per nodo

4.6.2 Integrazione dei DER nelle reti di riferimento Europee MT

Il *Gas Research Institute* degli Stati Uniti prevede che i DER acquisiranno il 30% del mercato dell'energia elettrica entro il 2030. Per sostenere tale passaggio è importante analizzare il comportamento dei DER nelle reti di distribuzione. Di seguito sarà mostrato come la rete di riferimento Europea è adatta allo studio dell'impatto dei DER in rete.

4.6.2.1 Specificazione del sistema

Si prende come riferimento la rete Europea di media tensione definita nel paragrafo 4.3, a cui viene aggiunta la generazione distribuita come riportato in figura 4.13.

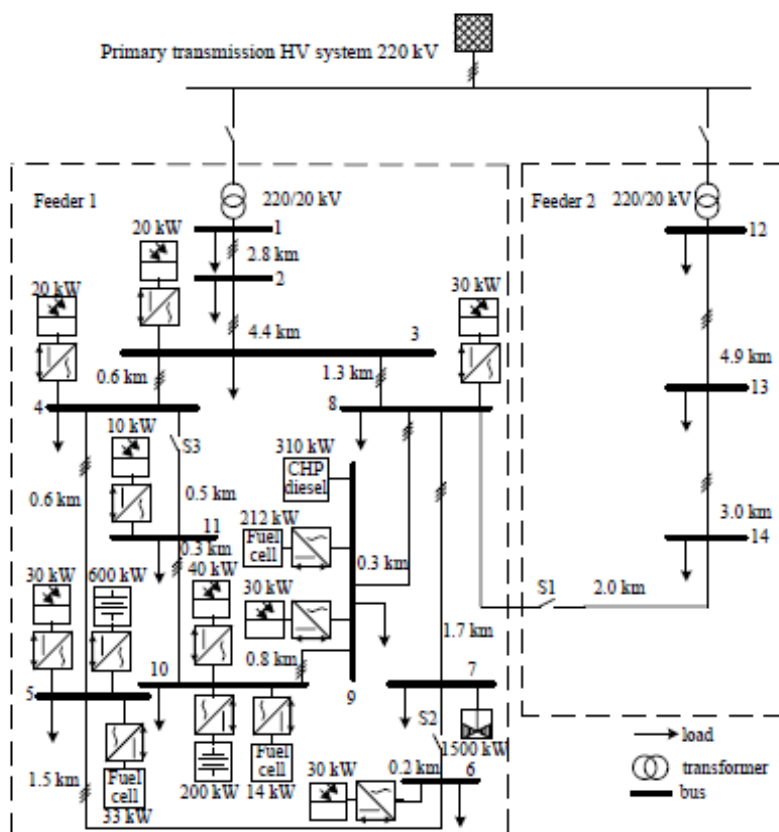


Figura 4.13: esempio di rete di riferimento MT Europea con generazione distribuita

Come si nota, è stata aggiunta generazione in diversi nodi della rete e i dati relativi sono riportati in tabella 4.9.

Tabella 4.9: Parametri dei DER

Nodo	DER type	P_{max}
		[kW]
3	Photovoltaic	20
4	Photovoltaic	20
5	Photovoltaic	30
5	Battery	600
5	Residential fuel cell	33
6	Photovoltaic	30
7	Wind turbine	1500
8	Photovoltaic	30
9	Photovoltaic	30
9	CHP diesel	310
9	CHP fuel cell	212
10	Photovoltaic	40
10	Battery	200
10	Residential fuel cell	14
11	Photovoltaic	10

4.6.2.2 Modellizzazione dei DER

I DER sono rappresentati nel modello LABSEE come dei generatori aventi come dati:

- *Potenza attiva* [W]: valori forniti in tabella 4.9
- *Potenza nominale*[VA]: non sono forniti i valori di potenza nominale per ciascuna tipologia ma in tabella 4.1 è stato fornito il range di potenza ammissibile in base alla tensione della rete. In questo caso, i DER saranno integrati nella rete in media tensione per cui il range di potenza è:

$$10\div 2000 \text{ [kVA]}$$

Sulla base di queste considerazioni si è ipotizzata una potenza nominale compresa in questo intervallo, per ciascuna tipologia.

- *Potenza reattiva*: avendo come dati la potenza attiva e la potenza apparente, si è ricavata la potenza reattiva in questo modo:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \text{ [Var]} \quad (4.13)$$

Inoltre a questi generatori sono stati applicati i profili di generazione visti nel paragrafo 4.5.1. Il programma di simulazione ammette che per ogni nodo ci sia un solo generatore mentre da come si nota in tabella 4.9, si hanno anche fino a 3 generatori per nodo. Nel caso in cui si presenti più di un generatore per nodo, si è pensato di rappresentare un unico generatore equivalente avente potenza attiva data dalla somma delle potenze attive dei singoli generatori e come potenza apparente si è fatta un'ipotesi adeguata alle tipologie presenti. Per quanto riguarda i profili di generazione, i generatori presenti nello stesso nodo non sono della stessa tipologia. Si è pensato allora di applicare il profilo di generazione del generatore avente potenza maggiore in quel determinato nodo (ovvero del generatore che ha il maggior peso in quel nodo). In questo modo si cerca di rappresentare nel modo più reale possibile il comportamento della rete originale.

4.6.2.3 Rete di riferimento Europea: integrazione dei DER

A questo punto si va a eseguire una simulazione sulla rete di riferimento Europea a cui è stata aggiunta la generazione distribuita. Per avere un confronto immediato, si esegue il load flow sullo stesso periodo della simulazione precedente, cioè dalle 0:00 del 10 Giugno 2011 alle 24:00 del 11 Giugno 2011. Si considerano sempre gli interruttori S1,S2,S3 aperti e ai carichi sono applicati i profili giornalieri visti in precedenza. La rete si presenta come in figura 4.14. Dalla figura si può notare l'aggiunta dei generatori nei nodi definiti nella tabella 4.9, con i criteri descritti nel paragrafo 4.6.2.2.

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

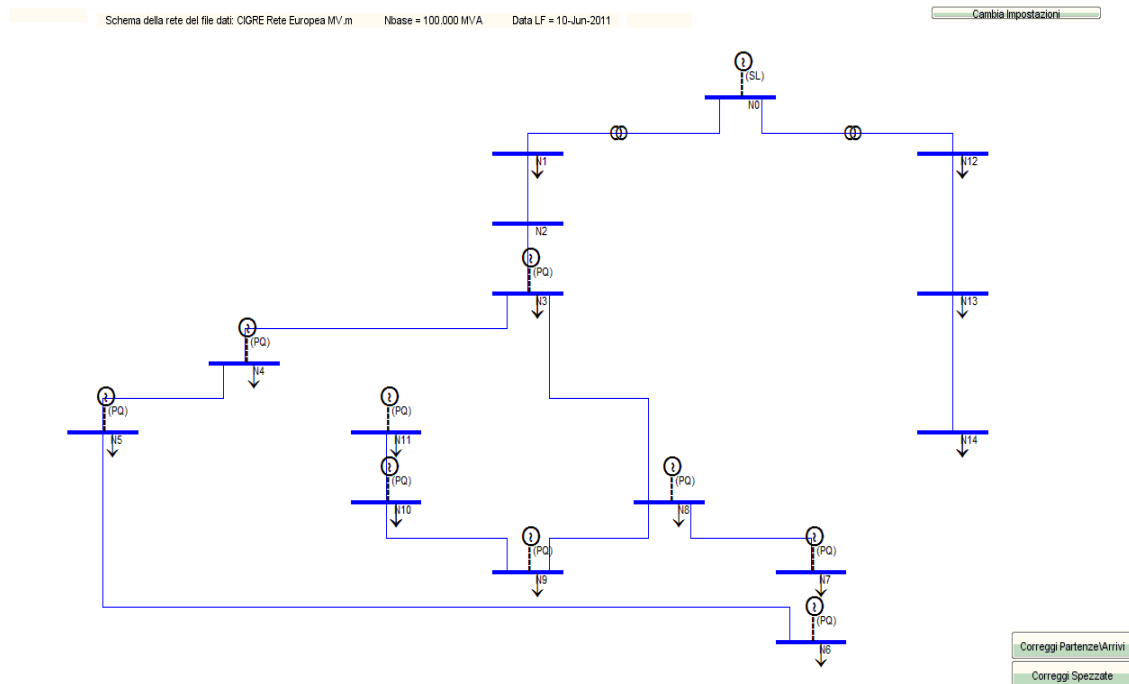


Figura 4.14: schema della rete di riferimento MT Europea con l'integrazione dei DER

La simulazione con il programma di calcolo porta i seguenti risultati, visibili in figura 4.15.

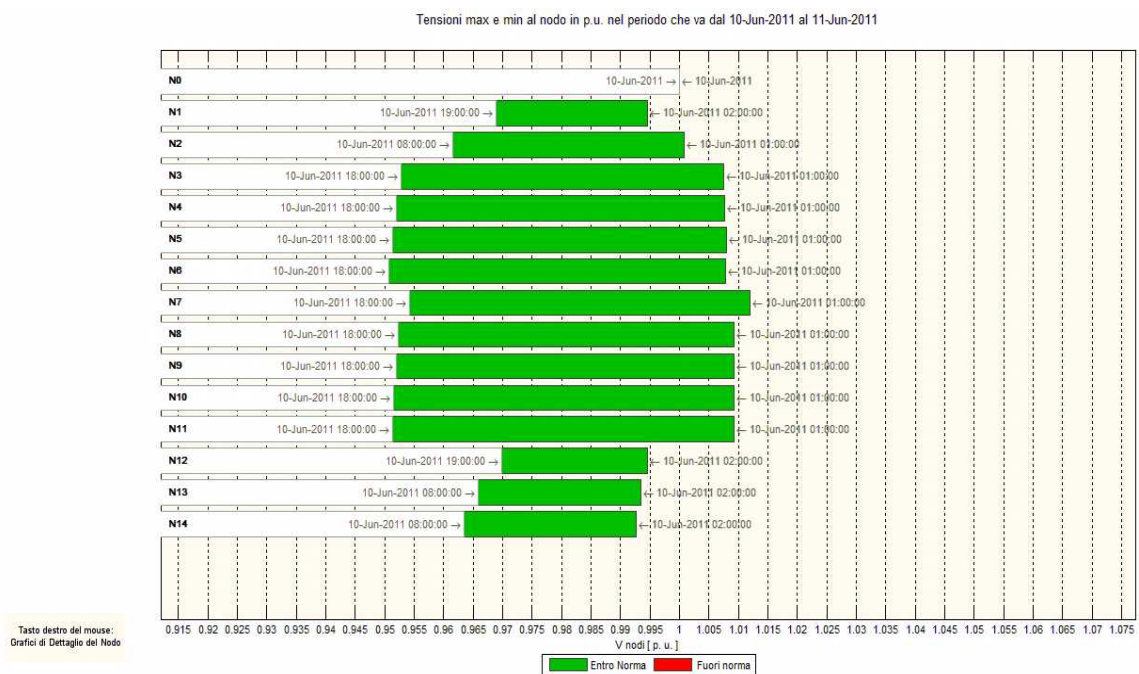


Figura 4.15: Valori massimi e minimi delle tensioni per nodo dopo l'integrazione dei DER

Al primo impatto si nota subito che in tutti i nodi della rete, le tensioni rispettano i limiti del $\pm 5\%$, anche se in alcuni nodi, per esempio i nodi 3, 6 e 11, le tensioni sono proprio al limite della tolleranza inferiore. Non sempre si hanno effetti positivi in rete, infatti, gli effetti dell'integrazione della generazione distribuita nelle reti radiali diventano sempre più negativi tanto più la GD è lontana dalla cabina primaria.

4.6.3 Confronto dei risultati

Il rapporto del CIGRE' fornisce un esempio di simulazione eseguito con il software commerciale PSSTM NETOMAC nella quale è stata simulata la rete di riferimento Europea in media tensione con e senza generazione distribuita. Le condizioni di simulazione sono le stesse viste in precedenza (load flow eseguito sulle 24h, con i carichi definiti nella tabella 4.8 a cui sono stati applicati i profili di figura 4.10). Sono mostrati di seguito gli andamenti delle tensioni nel nodo 3 e nel nodo 11 (figura 4.16) senza generazione distribuita (curva blu) e con generazione distribuita (curva rossa).

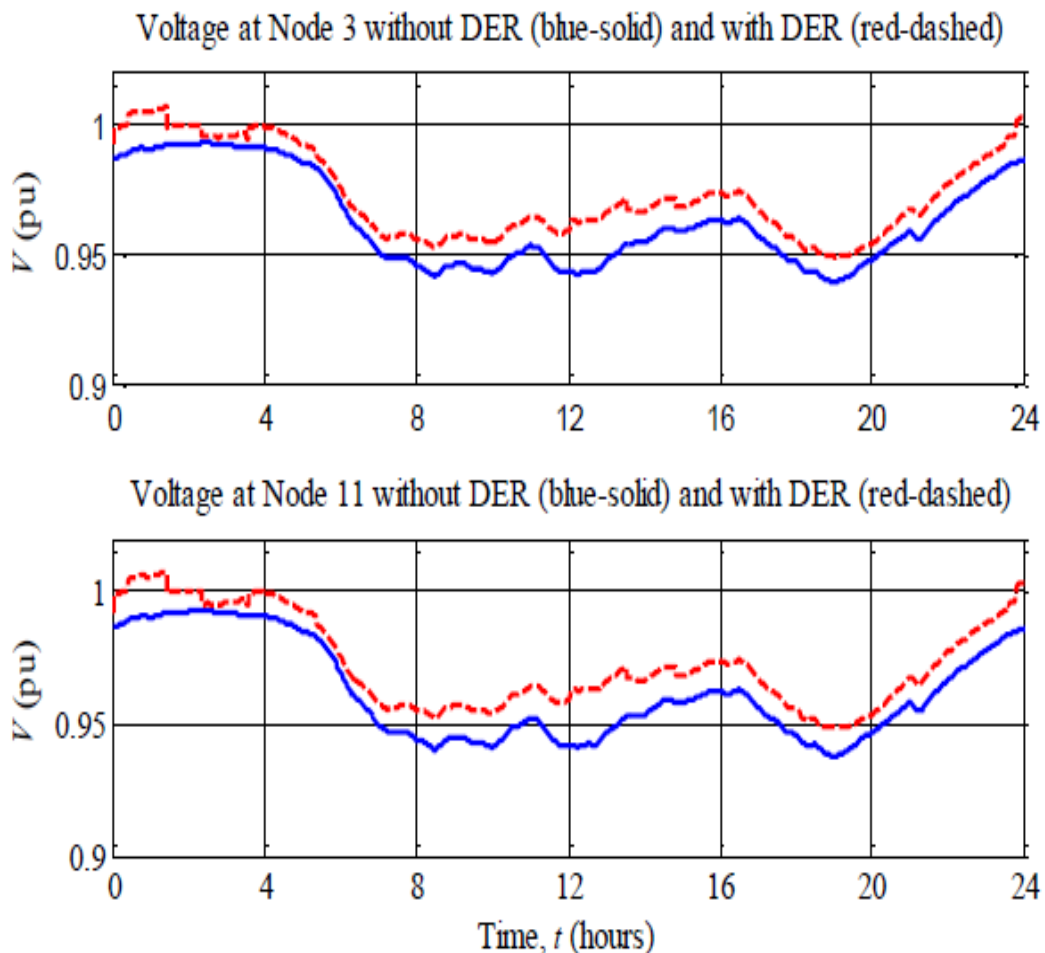


Figura 4.16: Andamenti delle tensioni nel nodo 3 e nel nodo 11 in ambiente PSSTM NETOMAC

La simulazione realizzata in ambiente Matlab fornisce risultati analoghi, com'è visibile in figura 4.17. Le curve sono state ottenute mediante interpolazione costruita in Excel, per cui alcuni punti potrebbero non coincidere. La curva blu rappresenta l'andamento della tensione al relativo nodo senza integrazione dei DER mentre la curva rossa rappresenta l'andamento della tensione con l'integrazione dei DER in rete.

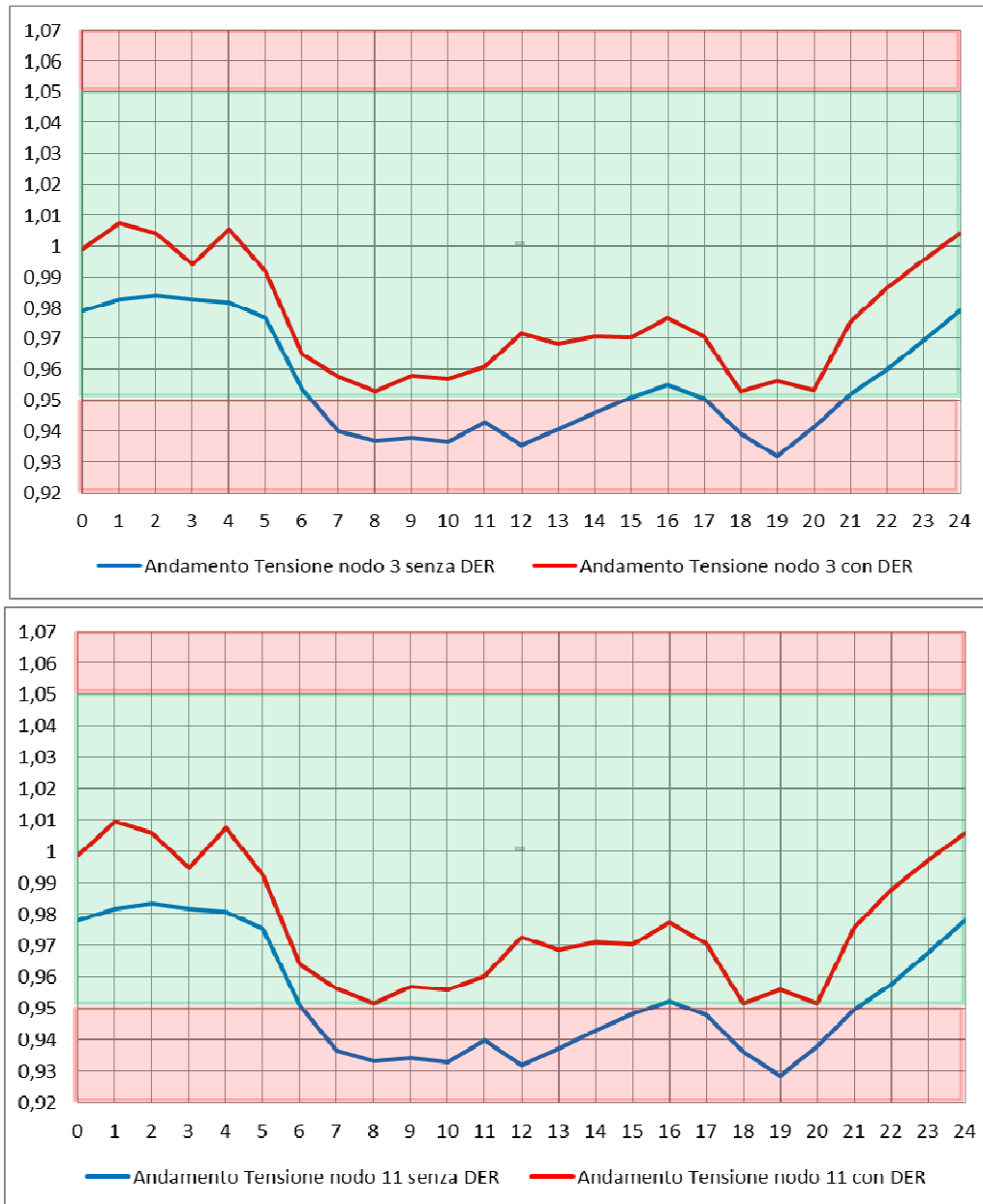


Figura 4.17: Andamenti delle tensioni nel nodo 3e nel nodo 11 in ambiente Matlab

Gli andamenti delle tensioni nei nodi 3 e 11 sono simili tra loro ma differiscono in alcuni orari. Per esempio basta guardare il valore assunto dalla tensione alle ore 12. La figura 4.17 mostra come, dopo l'inserimento della generazione distribuita, l'andamento della tensione migliora notevolmente, anche se alcuni punti sono proprio al limite di tolleranza(basti vedere alle ore 8, 18 e 21).

4.6.4 Rete di riferimento Europea: chiusura degli interruttori S1,S2,S3

Si va ora ad analizzare la rete di riferimento Europea quando gli interruttori S1,S2,S3 sono tutti chiusi. Con questa configurazione la rete non è più radiale ma è magliata permettendo una maggiore continuità del servizio e un miglioramento dei livelli di tensione. Infatti, qualora uno dei due trasformatori vada fuori servizio, la rete può continuare a essere alimentata dall'altro trasformatore. La chiusura dei tre interruttori comporta l'aggiunta delle linee che collegano i seguenti nodi:

- N11-N4
- N6-N7
- N14-N8

i cui dati sono riportati nella tabella 4.5. La rete in questione, senza la generazione distribuita è rappresentata in figura 4.18.

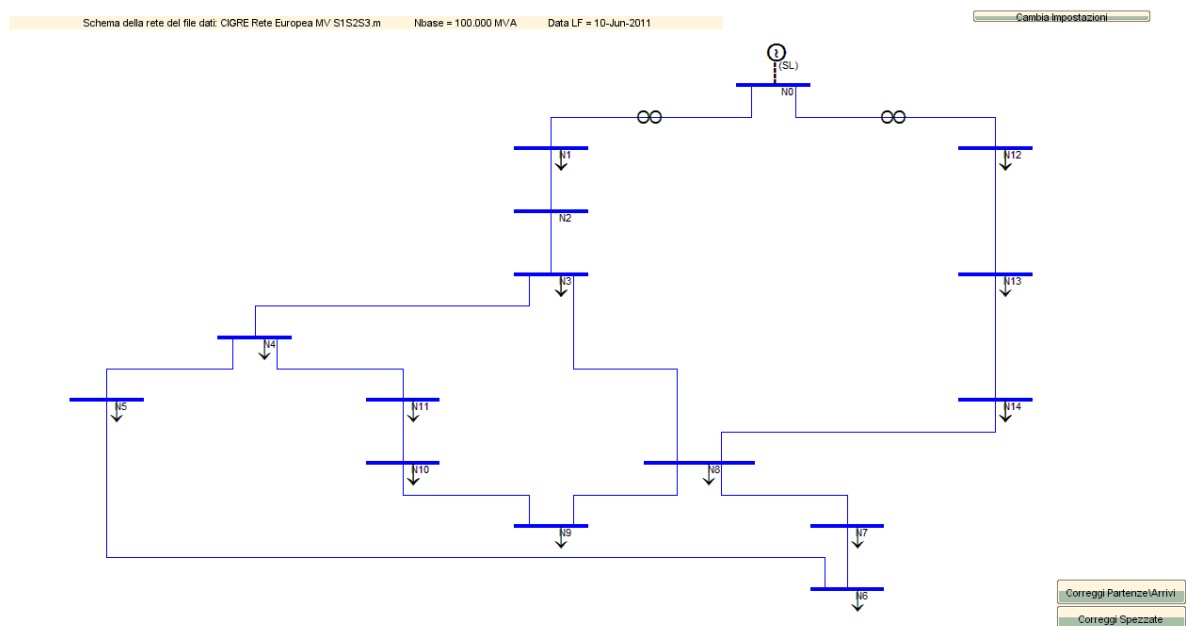


Figura 4.18: schema della rete di riferimento MT Europea con S1,S2,S3 chiusi

La simulazione eseguita con il programma di calcolo porta alla luce i seguenti risultati per quanto riguarda le tensioni, come visibile in figura 4.19. Si è eseguito il load flow nel modo analogo al paragrafo 4.6.1(stesso periodo di load flow), per poter così confrontare in risultati.

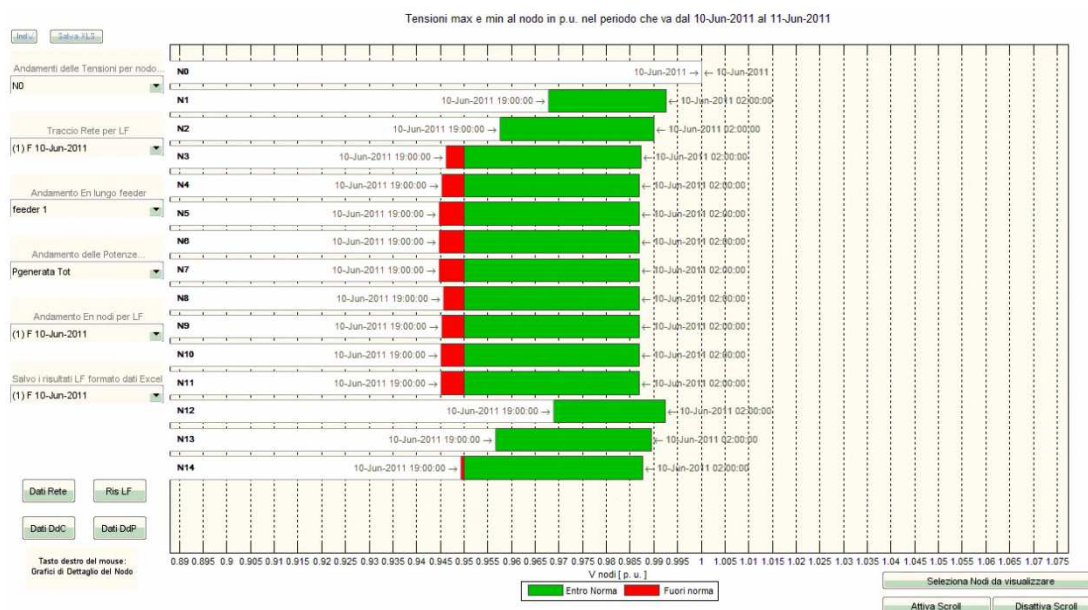


Figura 4.19: Valori massimi e minimi delle tensioni per nodo dopo la chiusura di S1,S2,S3

Confrontando la figura 4.19 con la figura 4.12 si nota come i livelli di tensione per nodo siano migliorati. Ciò è dovuto al fatto che, avendo chiuso gli interruttori, la configurazione della rete sia cambiata. In questo modo si ottengono una migliore distribuzione dei flussi di potenza, quindi un miglior andamento della tensione e una limitazione delle sovratensioni. Tuttavia ci sono ancora tensioni che escono dai limiti di tolleranza. In figura 4.20 è presentata la rete di riferimento Europea, avente gli interruttori S1,S2,S3 chiusi e con l'integrazione dei DER.

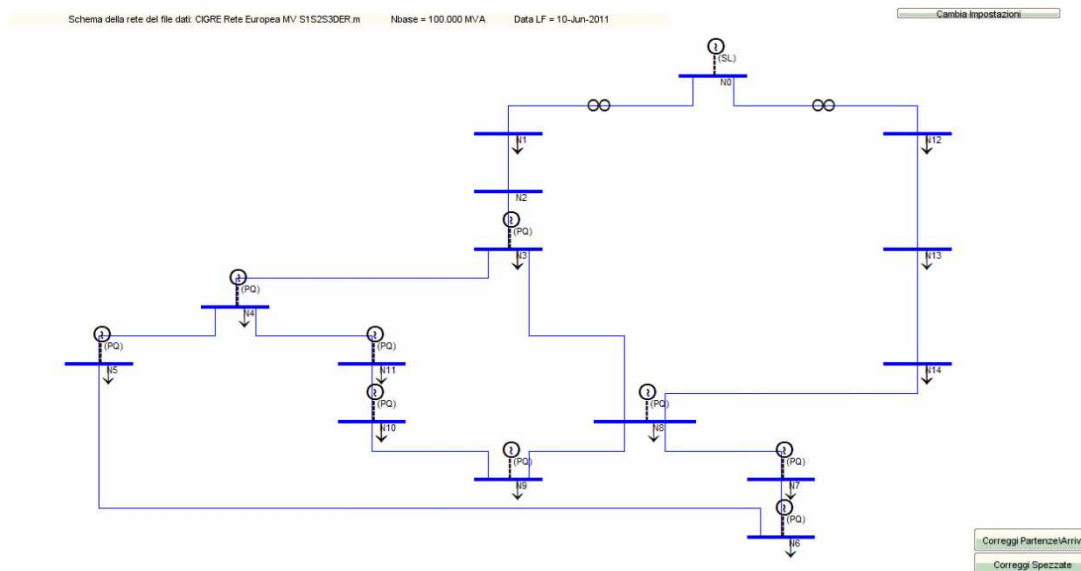


Figura 4.20: schema della rete di riferimento MT Europea con S1,S2,S3 chiusi e l'integrazione dei DER

L'aggiunta della generazione distribuita segue gli stessi criteri descritti nel paragrafo 4.6.2.2. La simulazione eseguita nello stesso periodo del caso precedente fornisce i valori di tensione massimi e minimi di figura 4.21.

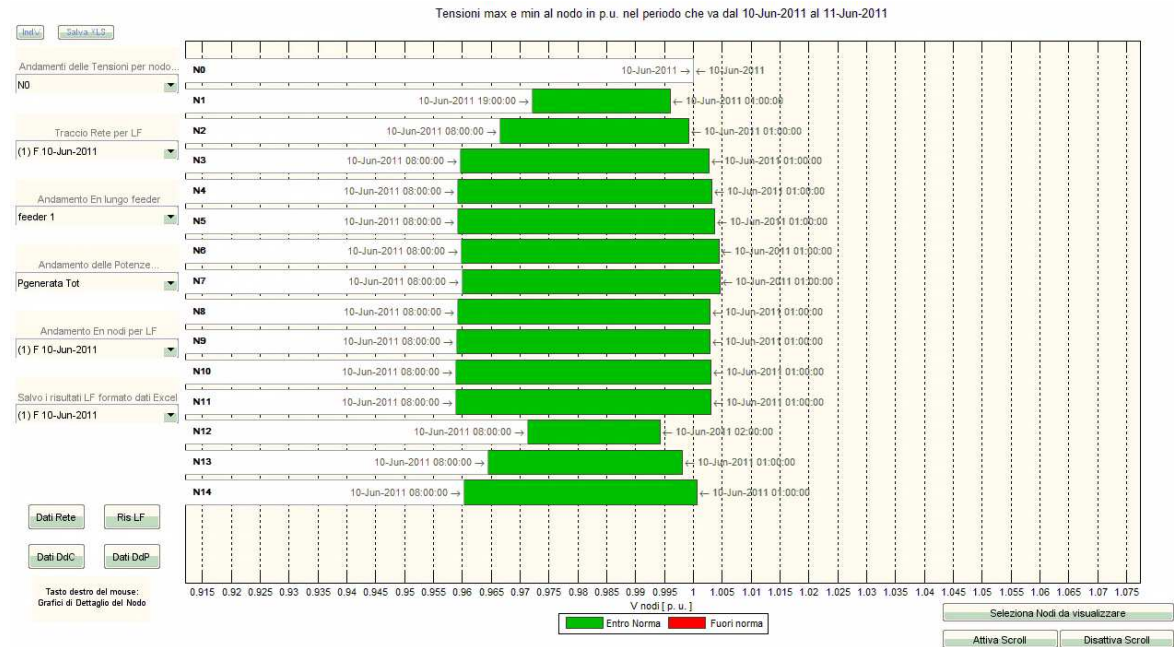


Figura 4.21: Valori massimi e minimi delle tensioni per nodo dopo la chiusura di S1,S2,S3 e l'integrazione dei DER

Come si nota in figura 4.21, le tensioni rispettano i limiti del $\pm 5\%$ e confrontando i risultati ottenuti con la figura 4.15, si può dire che le tensioni sono notevolmente migliorate. Infatti, si discostano molto dai limiti di tolleranza. A differenza della rete radiale, in una rete magliata MT, è più agevole l'inserimento della generazione distribuita, sia con riferimento all'andamento delle tensioni, sia la capacità della rete a far fronte alle variazioni di produzione. In figura 4.22 è mostrato l'andamento della tensione al nodo 3 con e senza generazione distribuita.

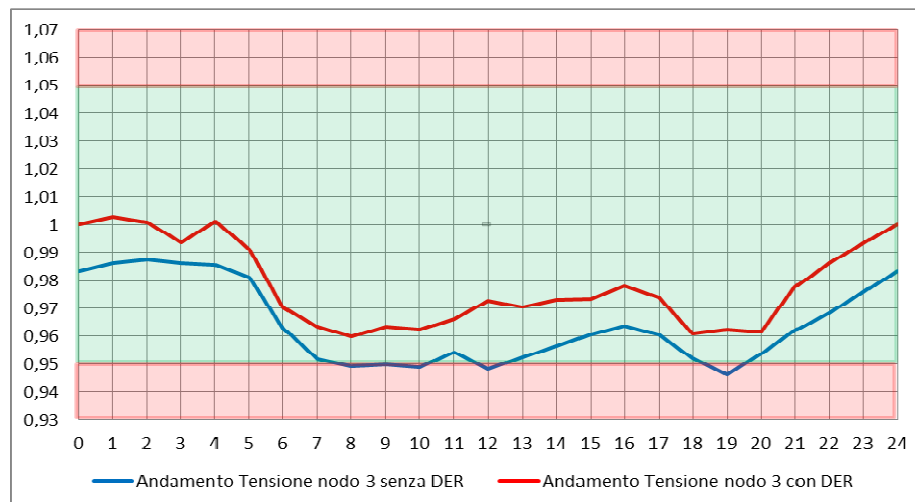


Figura 4.22: Andamento della tensione nel nodo 3 in ambiente Matlab

Confrontando la figura 4.22 con la figura 4.17 si può subito notare che nel caso di rete magliata, l'andamento della tensione nel nodo 3 è notevolmente migliorato e questo per i motivi detti in precedenza. Anche in questo caso l'andamento della tensione si è ottenuto mediante interpolazione eseguita in Excel. Ulteriori prove possono essere eseguite su questa rete agendo sugli interruttori S1,S2,S3 e un caso interessante può essere lo studio della rete con S2, S3 chiusi e S1 aperto, ovvero si va a creare una magliatura nel primo feeder.

Capitolo 5: Potenziamento del programma di calcolo

5.1 Introduzione

In questo capitolo saranno descritte le migliorie apportate al programma di calcolo durante lo sviluppo di questa tesi. Queste modifiche sono così riassumibili:

- Lettura profili di generazione e di carico
- Selezione dei nodi da visualizzare nella schermata del grafico a barre delle tensioni
- Rappresentazione grafica della rete

5.2 Lettura dei profili di generazione e di carico

Come visto in precedenza, i profili di carico e di generazione sono stati rappresentati mediante dei coefficienti tabulati e sono stati inseriti nel foglio Excel. In precedenza invece i dati relativi ai profili erano inseriti in un file .m e quindi non erano direttamente visualizzabili come ora avviene per il formato LABSEE. Inoltre si è visto che questi profili sono suddivisi in:

- Profili giornalieri
- Profili settimanali
- Profili mensili

E il loro richiamo avviene mediante una stringa inseribile nel foglio “Car” o “Gen” sotto la relativa voce. La lettura di questi coefficienti avviene mediante due file:

- *DatiTipoDC.m* → lettura dei profili di carico
- *DatiTipoDP.m* → lettura dei profili di generazione

Situati nella cartella *Dati\Diagrammi*. La struttura di questi due file è identica, con l’unica differenza che una è riferita ai carichi e l’altra alla generazione. Per questo

motivo si va ora ad analizzare solo uno di questi due e più precisamente il file riguardante i profili di carico. Il file *DatiTipoDC.m* è strutturato in 3 parti:

- DCDay → lettura dei profili giornalieri
- DCWeek → lettura dei profili settimanali
- DCMonth → lettura dei profili mensili

Lo scopo principale è stato quello di creare una routine in grado di leggere solo i dati necessari riducendo notevolmente i tempi di lettura (i tempi di lettura aumentano di molto ogni volta che Matlab accede a un file Excel per le operazioni di lettura o scrittura).

DCDay

Per prima cosa si procede alla lettura nel foglio “Car”, del file dati, delle stringhe (se ce ne sono) nella colonna *DCDay* mediante il comando Matlab “*xlsread*”. I dati letti sono salvati in una struttura della quale interessa solo il parametro “*textdc*”, in altre parole la stringa di richiamo. Si fa un confronto della stringa letta con tutte le tipologie di profilo esistenti (utilizzando il comando “*strcmp*”) e se viene trovato il corrispondente profilo allora si procede alla lettura dei dati relativi a quel profilo nel foglio “Profili Giornalieri”. A questo punto si procede con la creazione di una struttura “*DatiDCDay*” che contiene i coefficienti letti dal file dati, suddivisi per tipologia e immagazzinati sotto forma di vettori (si ha un vettore per le potenze attive e un vettore per le potenze reattive). Questi vettori sono sempre creati, anche se non è richiamato nessun profilo. In questo caso i vettori contengono tutti 1 (cioè è come se applicassi il profilo costante dei modelli UKGDS). È poi definita una struttura “*TD*” necessaria per determinare l’istante di load flow. Tale struttura si presenta come una matrice di 49 righe e 3 colonne. In colonna troviamo:

- h ore
- m minuti
- s secondi

Mentre le 49 righe servono per identificare le “mezz’ore” in quanto i profili giornalieri forniscono un coefficiente ogni mezz’ora. Questa matrice sarà utilizzata per tracciare l’andamento giornaliero ovvero, una volta letto il profilo è eseguita una linearizzazione per rendere possibile i calcoli di load flow anche per valori intermedi, per esempio alle ore 13h 14min 38sec.

DCWeek

La lettura dei profili settimanali avviene esattamente come nel caso dei profili giornalieri, ovvero si ha una struttura “*DatiDCWeek*” che contiene tutti i coefficienti dei profili settimanali richiamati e immagazzinati in vettori (se non è richiamato un determinato profilo, allora il vettore corrispondente contiene tutti 1). L’unica differenza sta nel fatto che non viene creata la matrice “TD” perché non è necessaria e non viene eseguito nessun tipo di linearizzazione.

DCMonth

La lettura dei profili mensili avviene esattamente come i profili settimanali, ovvero si ha una struttura “*DatiDCMonth*” organizzata in vettori contenenti i coefficienti dei profili mensili letti. Anche in questo caso non è eseguita la linearizzazione perché non è necessaria.

A questo punto si procede con la definizione delle seguenti strutture (tra parentesi viene indicato la struttura contenuta al suo interno):

- DCDay (*DatiDCDay*)
- DCWeek (*DatiDCWeek*)
- DCMonth (*DatiDCMonth*)

Queste sono proprio le strutture utilizzate dal programma di calcolo durante il load flow che contengono i dati relativi ai profili applicati e alla tipologia scelta..

Il file *DatiTipoDP.m* è strutturato allo stesso modo con l’unica differenza che sono presi in considerazione solo i profili di generazione.

5.3 Selezione dei nodi da visualizzare

Un’altra modifica apportata al programma è stata l’aggiunta della possibilità di selezionare i nodi da visualizzare nel diagramma a barre delle tensioni. Questa modifica si è resa necessaria perché per reti con un numero elevato di nodi, la visualizzazione delle tensioni era improponibile, come mostrato in figura 5.1. L’esempio riportato è una simulazione eseguita su una rete HV del progetto UKGDS avente 356 nodi. Come si nota in figura non è possibile interpretare i dati. L’idea in questi casi è quella di visualizzare le tensioni in una determinata area della rete e quindi in un determinato numero di nodi. Per questo motivo è stato aggiunto il pulsante “Seleziona Nodi da Visualizzare” in basso a destra della schermata come si vede in figura 5.1. Una volta che si preme quel pulsante appare una nuova finestra nella quale è possibile scegliere i

nodi da visualizzare come mostra la figura 5.2. L'unico vincolo imposto è quello di selezionare almeno 2 nodi.

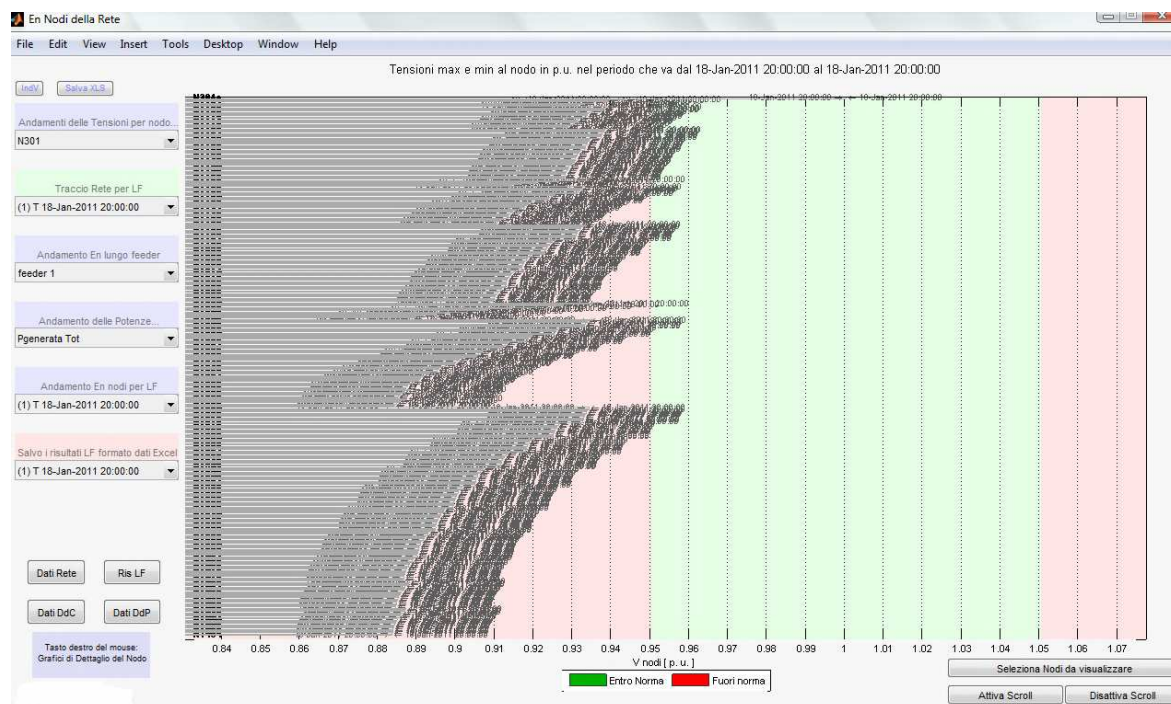


Figura 5.1: Visualizzazione dell'andamento delle tensioni con elevato numero di nodi



Figura 5.2: Schermata selezione nodi

I nodi sono visualizzati non in ordine numerico ma secondo questo ordine:

- Nodo di Saldo
- Nodi di Generazione
- Nodi PV

- Nodi PQ

A titolo d'esempio è mostrato in figura 5.3 l'andamento delle tensioni per i primi 10 nodi selezionati dell'esempio precedente.

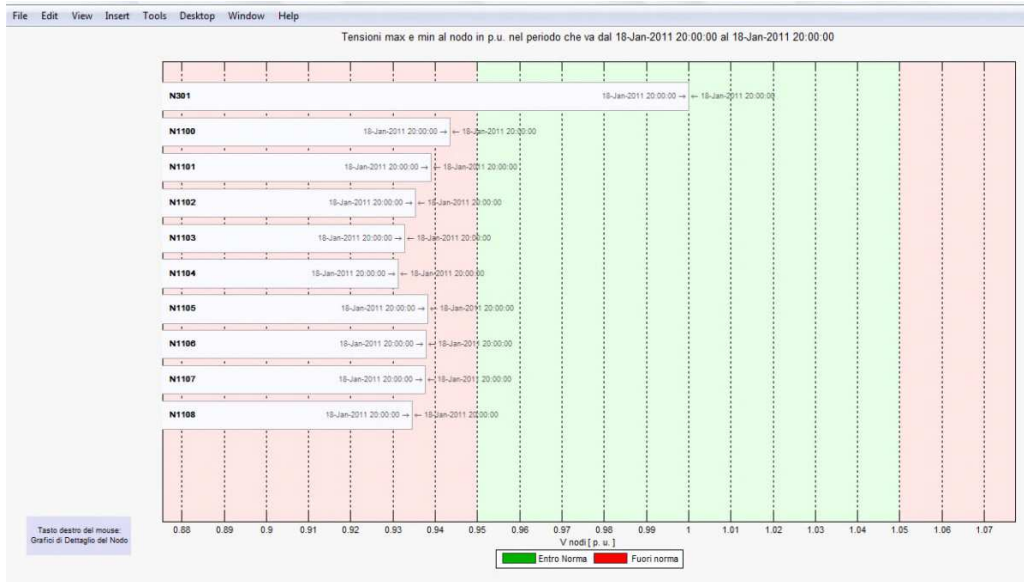


Figura 5.3: Visualizzazione andamento delle tensioni dei nodi selezionati

Sempre in basso a destra della figura 5.1 è possibile notare altri 2 pulsanti.

- Attiva Scroll
- Disattiva Scroll

Premendo il pulsante “Attiva Scroll” si viene a creare sul lato destro della schermata la barra di scroll verticale con il quale è possibile scorrere lungo tutto il foglio. Inoltre è stato implementato un certo livello di zoom per rendere più leggibile il grafico senza passare per la selezione dei nodi da visualizzare. Un esempio è riportato in figura 5.4.

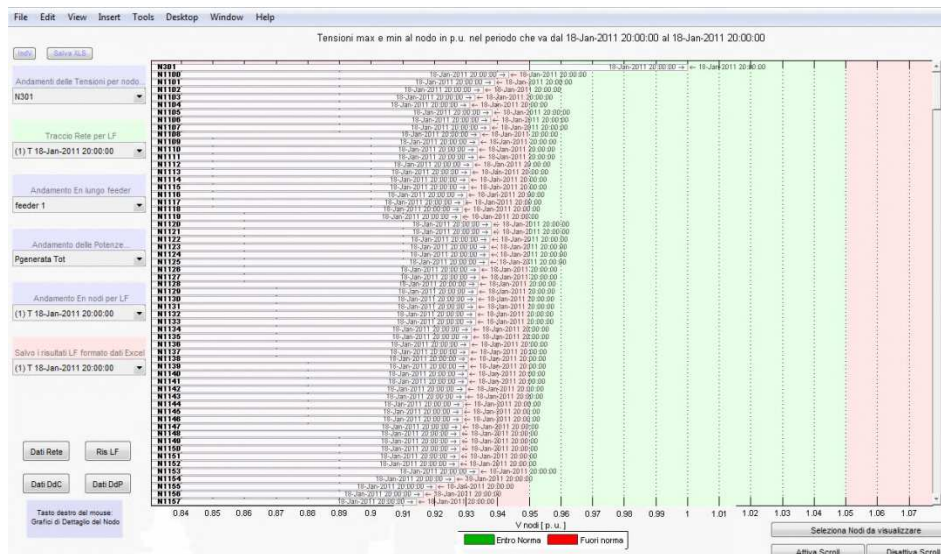


Figura 5.4: visualizzazione scroll verticale

Tutti i file “.m” nominati di seguito si trovano all’interno della cartella “Librerie\LibreriaGrafica” e le modifiche effettuate sono le seguenti. Nel file *PlotLF.m* è stata aggiunta una funzione implementata in Matlab chiamata “uicontrol”(definita come “users interface control”)per creare il tasto di selezione dei nodi. Tale funzione utilizza un “callback”(richiamo), cioè quando si preme il pulsante di selezione dei nodi da visualizzare, viene richiamata la funzione *VisNodi.m*. All’interno di quest’ultima funzione vengono create:

- La finestra dove si visualizzano i nodi da selezionare
- Il pannello dove si inseriranno i checkbox
- I checkbox
- Il pulsante OK

Il pulsante OK è realizzato mediante un “uicontrol” che attraverso il callback richiama la funzione *VisNodiOK.m*. Tale funzione è richiamata quando si preme il pulsante OK nella finestra di selezione dei nodi. La funzione *VisNodiOK.m* esegue queste operazioni:

- Si rilevano i nodi selezionati
- I nodi selezionati sono ordinati secondo il criterio visto in precedenza
- Si leggono i valori delle tensioni relativi ai nodi selezionati
- Per i nodi selezionati si rieseguo le operazioni di plottaggio delle tensioni

Per quanto riguarda lo scroll verticale, sono stati utilizzati due “uicontrol” all’interno del file *PlotLF.m*.

- Attiva scroll→viene richiamata la funzione *scroll.m* in cui viene tracciato l’andamento delle tensioni come in figura 5.4 e con un determinato livello di zoom
- Disattiva Scroll→viene richiamata la funzione *PlotLF.m* con la quale viene tracciato l’andamento delle tensioni come in figura 5.1, cioè il grafico originale

5.4 Rappresentazione grafica della rete

Il programma di simulazione permette di tracciare lo schema della rete partendo dalla lettura dei parametri nel file dati e più precisamente dai fogli:

- *Grata*→Coordinate dei nodi, partenze delle linee dal centro del nodo, coordinate dove eseguire le spezzate
- *Feeder*→collegamenti tra nodi
- *Car,Gen*→servono solo i dati relativi alla direzione del simbolo da rappresentare

Inoltre una volta rappresentata la rete, l'utente può interagire con la finestra creata per visualizzare i risultati. Lo schema della rete è stato concepito per essere semplice e chiaro e allo stesso tempo simile alle rappresentazioni grafiche di altri software di simulazione commerciali. A titolo d'esempio è mostrato lo schema della rete EHV Network 1 in figura 5.5.

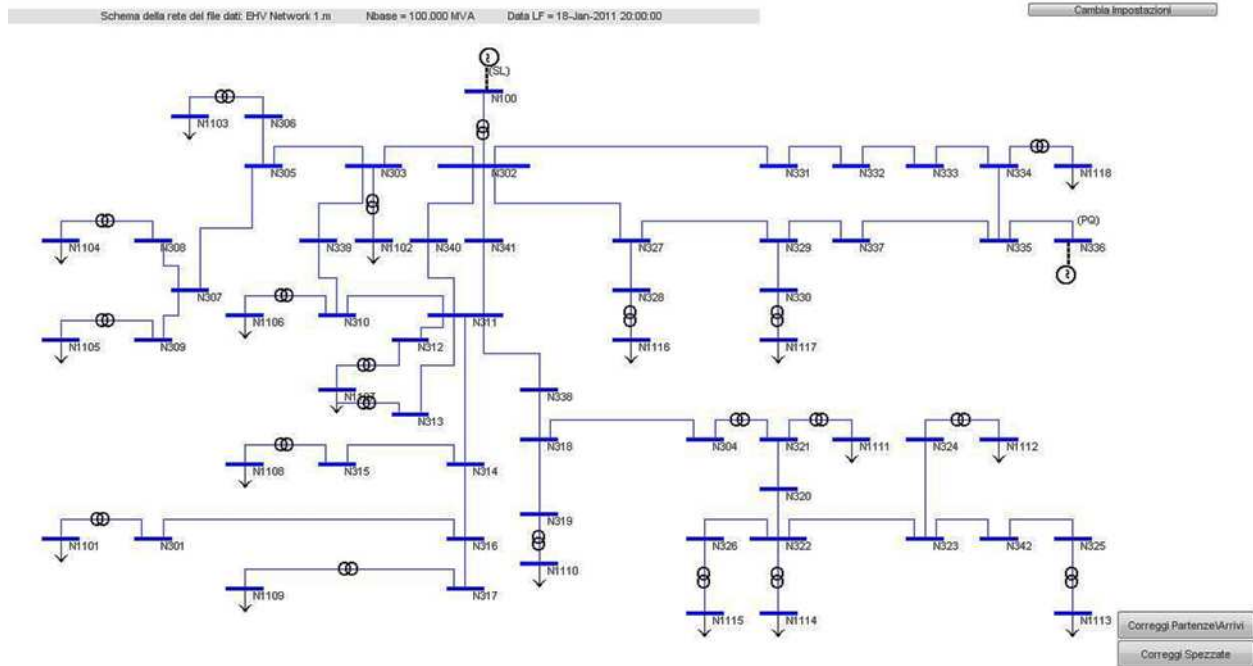


Figura 5.5: Schema della rete EHV Network 1

Come si nota in figura, i nodi sono rappresentati come delle sbarre, con larghezza in funzione del numero massimo di partenze o arrivi. Le sbarre sono rappresentate solo orizzontalmente e il collegamento tra una sbarra e un'altra avviene mediante una configurazione “entra-esci”. Per ogni sbarra è indicato il nome del nodo. I trasformatori sono rappresentati mediante due cerchi intersecati e sono posti a metà della linea di appartenenza mentre i generatori sono visualizzati come dei cerchi con all'interno il simbolo della sinusoide e sono collegati alla sbarra mediante una linea tratteggiata. I carichi invece sono rappresentati mediante delle frecce connesse al nodo in cui sono collegati. Si è dovuto procedere in questo modo poiché Matlab non fornisce elementi grafici preimpostati e quindi si è dovuto creare i simboli partendo da elementi semplici come lettere (nel caso dei cerchi dei trasformatori) o tratti (nel caso delle sbarre) in cui è possibile modificarne le dimensioni o lo spessore. Il collegamento tra nodi avviene tramite linee che possono essere solo orizzontali o verticali. I nodi sono identificati univocamente dalle loro coordinate definite in questo modo:

- X_p : coordinata X nodo di partenza
- Y_p : coordinata Y nodo di partenza
- X_a : coordinata X nodo di arrivo

- Y_a : coordinata Y nodo di arrivo

Si analizzano ora i vari casi possibili per i collegamenti tra sbarre.

1) Collegamenti tra nodi con la stessa coordinata Y

Questa condizione equivale a dire:

$$Y_p = Y_a \text{ e } X_a > X_p \text{ oppure } Y_p = Y_a \text{ e } X_a < X_p$$

In questo caso il collegamento avviene mediante una spezzata formata da 4 punti come mostrato in figura 5.6.

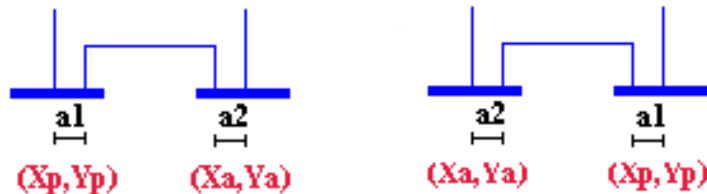


Figura 5.6: Collegamento nodi aventi stessa coordinata Y

L'altezza della linea dalla sbarra è un parametro fisso non modificabile, mentre come si nota in figura, la linea è collegata a una certa distanza dal centro del nodo che può essere impostata nel file dati modificando i seguenti parametri.

- $a1$: distanza della linea dal centro del nodo di partenza
- $a2$: distanza della linea dal centro del nodo di arrivo

Se nella sbarra è presente solo una linea (di arrivo o di partenza), il collegamento può essere effettuato al centro del nodo, ponendo a zero il coefficiente $a1$ o $a2$ a seconda se la linea parte o arriva in quella sbarra.

2) Collegamenti tra nodi con la stessa coordinata X

Questa condizione equivale a dire:

$$X_p = X_a \text{ e } Y_a > Y_p \text{ oppure } X_p = X_a \text{ e } Y_a < Y_p$$

In questo caso il collegamento è effettuato mediante una semplice linea verticale collegata al centro del nodo come mostrato in figura 5.7.

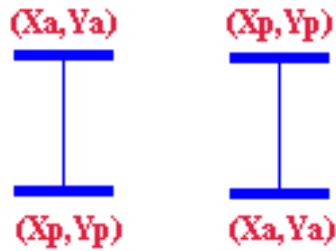


Figura 5.7: Collegamento nodi aventi stessa coordinata X

3) Collegamento tra nodi con coordinate diverse

Si presentano 4 sottocasi:

3.1) $X_a > X_p$ e $Y_a < Y_p$: Questo è il caso di figura 5.8a

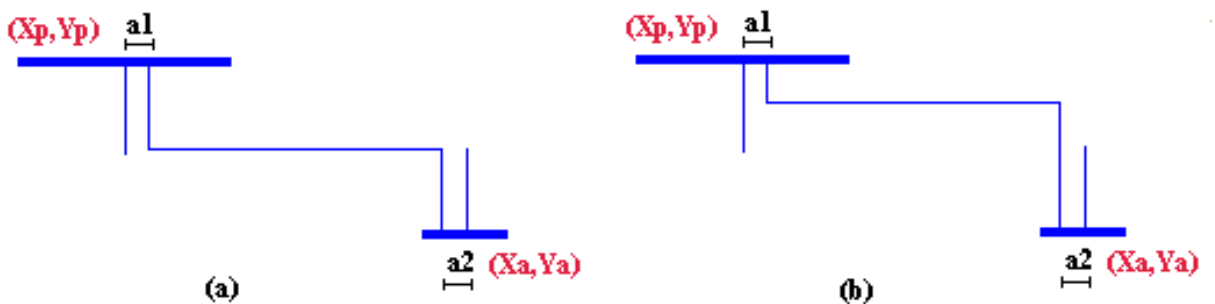


Figura 5.8 Collegamento tra nodi con $X_a > X_p$ e $Y_a < Y_p$

Il collegamento è eseguito con una spezzata formata da 4 punti. In assenza di informazioni, l'altezza della spezzata è situata a metà tra Y_p e Y_a . E' possibile decidere l'altezza dove eseguire la spezzata impostando il valore "spezzata" nel foglio "Grata" relativo alla linea considerata. Se tale valore è 1 la spezzata è eseguita a metà come detto in precedenza altrimenti si inserisce la coordinata desiderata. La figura 5.8b mostra il caso del cambiamento della coordinata dove eseguire la spezzata.

3.2) $X_a < X_p$ e $Y_a > Y_p$: Questo è il caso di figura 5.9

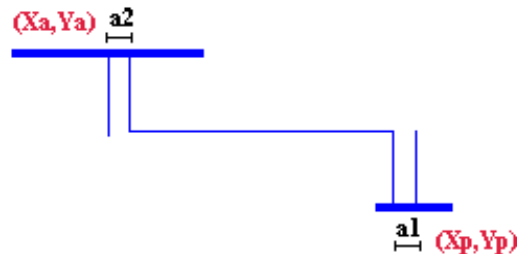


Figura 5.9: Collegamento tra nodi con $X_a < X_p$ e $Y_a > Y_p$

Per quanto riguarda l'altezza della spezzata, valgono le stesse considerazioni viste nel caso 3.1. Inoltre si può decidere, dove collegare la linea modificando i parametri "a1" e "a2" nel file dati. Se nella sbarra arriva o parte una sola linea, il collegamento può essere fatto al centro.

3.3) $X_a > X_p$ e $Y_a > Y_p$: Questo è il caso di figura 5.10

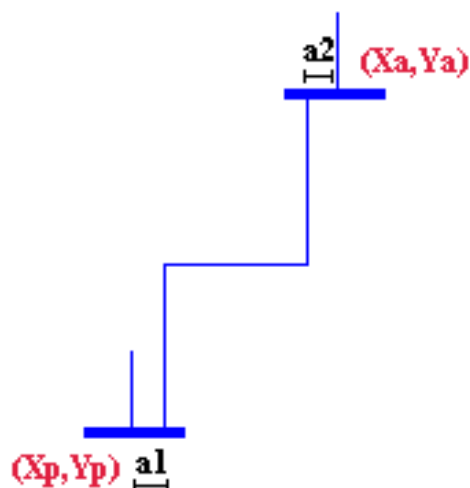


Figura 5.10: Collegamento tra nodi con $X_a > X_p$ e $Y_a > Y_p$

Valgono le stesse considerazioni fatte nel caso 3.2.

3.4) $X_a < X_p$ e $Y_a < Y_p$: Questo è il caso di figura 5.11

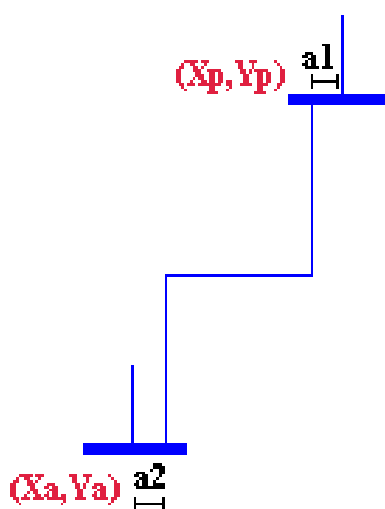


Figura 5.11: Collegamento tra nodi con $X_a < X_p$ e $Y_a < Y_p$

Valgono le stesse considerazioni fatte nel caso 3.2.

In alto a sinistra della figura 5.5 si trova una stringa in cui sono fornite le seguenti informazioni:

- Nome della rete
- Potenza base del sistema
- Data del load flow

In alto a destra invece si trova il pulsante “Cambia impostazioni” dove è possibile scegliere di visualizzare una serie di parametri (informazioni relative alle tensioni, potenze, correnti, per ogni nodo o linea) come visibile in figura 5.12.

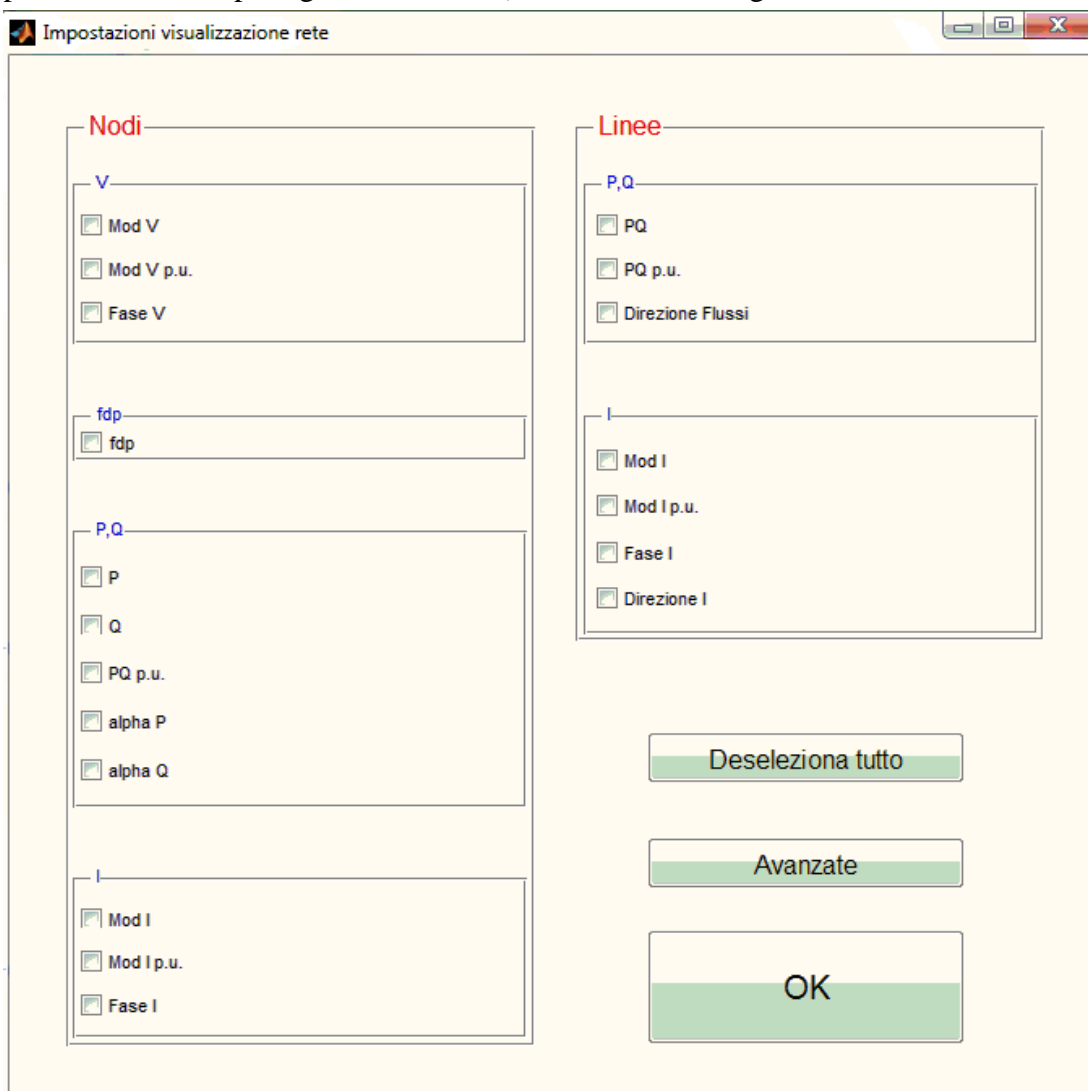


Figura 5.12: Cambia impostazioni

Questo permette all'utente di avere una certa interattività con il programma e permette di visualizzare i risultati selezionabili direttamente sullo schema della rete.

In basso a destra della figura 5.5 si hanno 2 pulsanti:

- Correggi Partenze\Arrivi
- Correggi Spezzate

In figura 5.13 è mostrata la finestra “Correzione Partenze e Arrivi dei nodi” una volta premuto il relativo pulsante. Questo serve per correggere le partenze o arrivi dei vari nodi qualora si abbiano molte linee sullo stesso nodo.

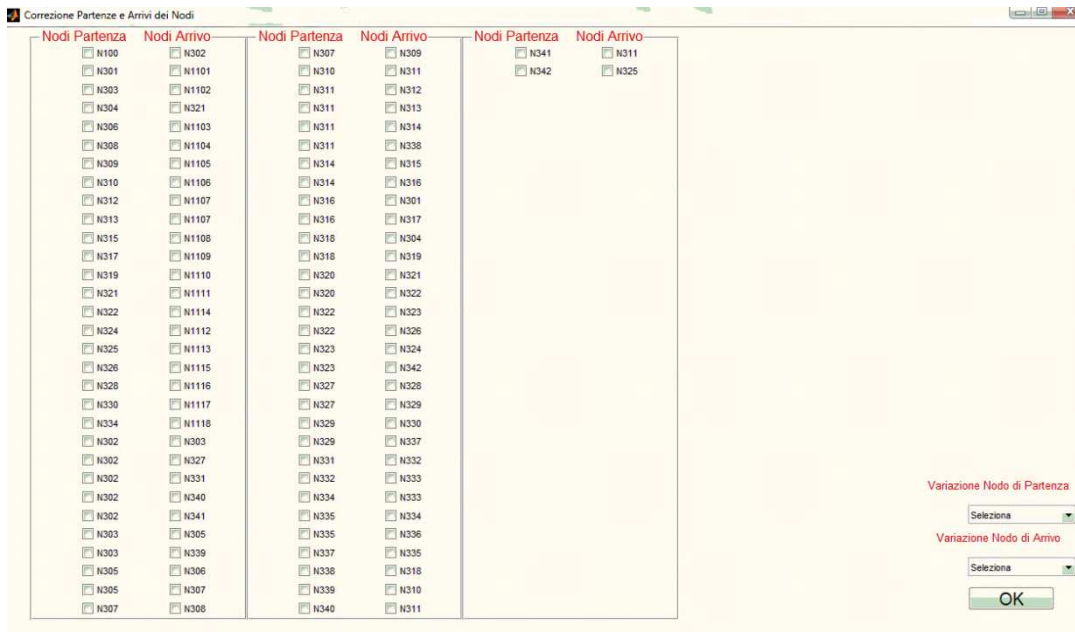


Figura 5.13: Correggi Partenze\Arrivi

In questa finestra l’utente deve scegliere il nodo di partenza e il nodo di arrivo tramite i checkbox e in basso a destra può scegliere la variazione da applicare cioè si può aumentare o diminuire la distanza della partenza o arrivo della linea dal centro del nodo. Questi valori scelti corrispondono ai parametri “ $a1$ ” e “ $a2$ ” descritti in precedenza. Una volta che si preme OK viene tracciata nuovamente la rete con le modifiche effettuate e i nuovi parametri vengono salvati nel file dati, nel foglio “Grata” sotto la voce “ $a1$ ” e “ $a2$ ”. In questo modo, alla successiva simulazione non sarà più necessario correggere lo schema della rete. In figura 5.14 è mostrata la finestra “Correzione Collegamenti Rete” nella quale si possono correggere le coordinate dove sono eseguite le spezzate. Come si nota in figura l’utente deve scegliere la linea desiderata (individuata dal nodo di partenza e arrivo) e in basso a destra deve inserire la variazione da fare, cioè può aumentare o diminuire la coordinata Y dove è eseguita la spezzata. Quando si preme OK è tracciata nuovamente la rete e i valori scelti sono salvati nel file dati sotto la voce “spezzata” come già detto in precedenza. In questo modo, al riavvio della simulazione, non si deve più eseguire nessuna correzione.

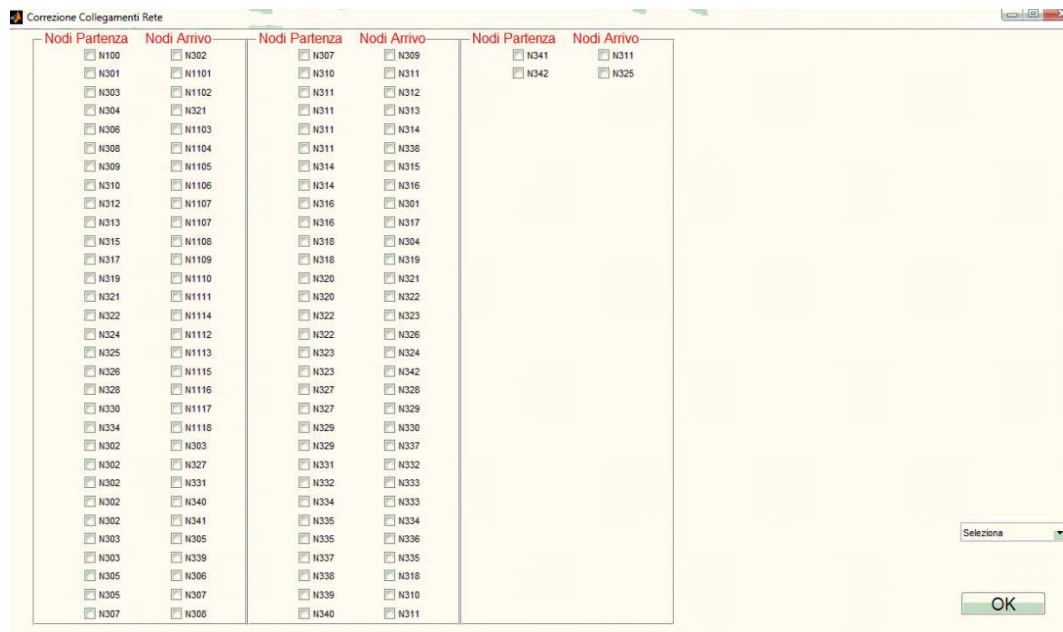


Figura 5.14: Correggi Spezzate

I file Matlab principali necessari per ottenere questi risultati sono situati all'interno della cartella "Librerie\LibreriaGrafica" e sono elencati di seguito:

- *MainTracciaRete.m*: file principale che richiama tutte le funzioni necessarie al tracciamento della rete
- *PlotReteCI.m*: cambia impostazioni
- *CorRete.m*: correzione delle spezzate
- *CorNodi.m*: correzione delle partenze delle linee dai nodi
- *TracciaRete.m*: tracciamento dei collegamenti della rete

Conclusioni

Il presente lavoro si è focalizzato sulla creazione di modelli di rete denominati LABSEE utili all'analisi e alla simulazione dell'integrazione della generazione distribuita nelle reti di distribuzione partendo dai dati forniti da altri progetti simili, nonché di possibili scenari futuri mediante l'utilizzo di profili di generazione e di carico. Per quanto riguarda la conversione dei modelli UKGDS, il processo è stato parecchio laborioso perché i dati forniti erano espressi in per unità di sistema e in certi casi si sono dovute fare delle ipotesi in quanto alcuni dati erano mascherati appositamente da coloro che li hanno forniti. Al contrario invece, nel rapporto del CIGRE', i dati erano espressi sotto forma di parametri distribuiti e il processo di conversione è stato abbastanza semplice, visto anche le ridotte dimensioni delle reti presentate.

Non tutti i modelli UKGDS convertiti fornivano risultati attendibili in termini di andamenti delle tensioni. Questo perché, come detto in precedenza, si sono fatte delle ipotesi ed evidentemente tali ipotesi in certe reti erano valide e in altre no. Un esempio è il calcolo delle capacità delle linee, dove era fornita una suscettanza nulla e quindi si è ipotizzato un determinato valore per la capacità da utilizzare nel modello LABSEE. Inoltre non erano specificate se le linee fossero aeree o in cavo e quindi nel caso di suscettanza nulla l'ipotesi sulla capacità era difficile da fare. Un altro problema sta nel fatto che non avendo nessun tipo di riscontro sui risultati, è stato difficile stabilire la correttezza delle simulazioni eseguite nei modelli convertiti.

Nel rapporto del CIGRE' invece, oltre ai dati delle reti sono forniti anche degli esempi di simulazione, con tanto di andamenti delle tensioni in determinati nodi, in modo da poterli confrontare anche con altre simulazioni ottenute da altri software. Infatti, gli esempi di simulazione riportati nel paragrafo 4.6 hanno portato alle stesse conclusioni. Ciò è dovuto al fatto che i dati forniti erano facilmente comprensibili e le reti presentate erano più semplici rispetto al caso UKGDS.

L'utilizzo di queste reti convertite non si limita solo a valutare l'impatto della generazione distribuita, ma coprono un ampio campo di utilizzo. Infatti, è possibile eseguire studi sulla regolazione della tensione oppure sul calcolo delle correnti di cortocircuito. Il programma di calcolo già fa queste cose, ma sono argomenti esclusi dal lavoro svolto in questa tesi.

Per quanto riguarda i profili di generazione e di carico, anche in questo caso la difficoltà maggiore si è incontrata nel progetto UKGDS perché i dati forniti non erano compatibili con quelli necessari al software di simulazione (tranne per i profili giornalieri) e le operazioni di conversione sono risultate molto laboriose a causa dell'elevato numero di valori. Questo significa che non è semplice passare da un ambiente di calcolo a un altro e l'adattamento può essere semplice solo se i dati necessari sono simili tra loro. Nelle reti CIGRE' si sono utilizzati solo profili giornalieri e la loro conversione non è stata particolarmente difficile. Tuttavia non sono forniti dati relativi ai profili settimanali e mensili per cui non è possibile effettuare studi su scenari a lungo termine in queste reti, cosa invece possibile nei modelli UKGDS. Una possibile soluzione potrà essere quello di applicare i profili settimanali e mensili UKGDS del formato LABSEE alle reti CIGRE' adattandoli ai carichi e alla generazione presenti in queste reti.

Ulteriori studi possibili su queste reti permetteranno di analizzare diverse problematiche nell'ambito delle simulazioni ma non solo. Infatti, sarà possibile creare una nuova struttura formata da librerie contenenti i dati delle reti in modo da semplificare i processi di lettura ma anche di composizione del file dati. Per quanto riguarda il programma di calcolo, si potrebbe togliere la dipendenza dall'elevato numero di script presenti all'interno dei vari file ".m" realizzando solamente funzioni di richiamo in cui vengono passate delle variabili. Ciò comporta un miglioramento dal punto di vista dell'onere computazionale e soprattutto una semplicità nell'apportare poi delle modifiche.

APPENDICE: File dati delle reti

Di seguito sono elencati i dati riguardanti le reti utilizzate durante lo sviluppo di questa tesi, suddivisi in fogli come visto nella descrizione delle reti. I dati relativi alla rete EHV Network 1 non vengono riportati in quanto sono già presenti nel paragrafo 3.1.2. I dati riguardanti i profili di carico e di generazione sono elencati alla fine dell'appendice.

Si forniscono i dati delle seguenti reti:

- EHV Network 5
- EHV Network 6
- HV Network UG
- Rete Europea Cigrè MV
- Rete Europea Cigrè MV con integrazione dei DER

Inoltre si forniscono:

- Profili di generazione e di carico UKGDS
- Profili di generazione e di carico CIGRE'

Rete EHV Network 5

GENERALE

DATI DI CARATTERE GENERALE

Potenza base (Nbase):	[VA]	1,00E+08
Tolleranza del metodo (tol):	[]	1,00E-05
Tensione del nodo di saldo (Ea):	p.u.	1
Ordine di armonica (harmonic):	[]	1

DATI REGOLATORE OLTC

Trasformatore con regolatore sottocarico (TrasfoOLTC):	nodoP-nodoA'	N99-N102
Regolatore attivo/bloccato (AttOLTC):	on' 'off	off
Tensione di riferimento del regolatore (Vrif):	p.u.	1
Ampiezza della Dead Band (DB):	[%]	1,5

DATI PER L'ANALISI ARMONICA

frequenza (freq):	[Hz]	50
ordine minimo armonica (hmin):	[]	1
ordine massimo armonica (hmax):	[]	30
ampiezza passo (hpasso):	[]	0,1

DESCRIZIONE RETE

Nome Rete: EHV Network 5

Tipologia: modello di rete Urbana interrata magliata con trasformatori 132/11 kV e con carichi distorcenti connessi attraverso i trasformatori 33/6,6 kV

Caratteristiche Principali:

Area Urbana
Lunghezza del circuito: corta
Densità di utenze: alta
Linee interrate
Topologia magliata

Sommario:

NODI:		PROFILI 24h ± 0.5h UTILIZZABILI	PROFILI 7G X 1G UTILIZZABILI	PROFILI 12M X 1M UTILIZZABILI
TENSIONE	n°	PROFILI DI GENERAZIONE	PROFILI DI GENERAZIONE	PROFILI DI GENERAZIONE
400 o 275 kV	1	"COST": profilo COSTANTE	"WIND": profilo EOLICO	"WIND": profilo EOLICO
132 kV	25	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO
66 kV	0	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO
33 kV	4	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE
11 kV	21		"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA	"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA
altro	1			
CARICHI:		PROFILI DI CARICO	PROFILI DI CARICO	PROFILI DI CARICO
Numero	25	"COST": profilo COSTANTE	"IND": profilo INDUSTRIALE	"IND": profilo INDUSTRIALE
Ptot	281,7363 MW	"DOM": profilo DOMESTICO	"COM": profilo COMMERCIALE	"COM": profilo COMMERCIALE
Qtot	32,2251 MVar	"IND": profilo INDUSTRIALE	"DOME": profilo DOMESTICO ECONOMY	"DOME": profilo DOMESTICO ECONOMY
GENERATORI:		"COM": profilo COMMERCIALE	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED
Numero	2	"INTa": profilo INTERRUZIONE TIPO a	"MIX": profilo MISTO	"MIX": profilo MISTO
LINEE:		"INTb": profilo INTERRUZIONE TIPO b		
Numero linee	35	"INTc": profilo INTERRUZIONE TIPO c		
Lunghezza Tot	12,8062 km	"INTd": profilo INTERRUZIONE TIPO d		
TRASFORMATORI:		METODO DI RICHIAMO PROFILI:	METODO DI RICHIAMO PROFILI:	METODO DI RICHIAMO PROFILI:
Numero transf.	28	f'tipo	f'tipo	f'tipo
		fz fattore di scala	fz fattore di scala	fz fattore di scala

Altre informazioni:

Tutti i campi aventi lo sfondo giallo rappresentano i dati che vengono letti dal programma di calcolo del load flow

TRASFORMATORI

DATI DEI TRASFORMATORI								
NomeN1	NomeN2	V1n	V2n	vcc	pcc	Pn	Rt	ColI
[]	[]	[V]	[V]	[pu]	[pu]	[VA]	[]	[]
N99	N101	400000	132000	0,22531	0,00405	250000000	1	Yy0
N99	N102	400000	132000	0,22348	0,00388	250000000	1	Yy0
N99	N103	400000	132000	0,22296	0,00393	250000000	1	Yy0
N101	N1101	132000	11000	0,26368	0,00878	40000000	1	Yd1
N102	N1102	132000	11000	0,26386	0,00881	40000000	1	Yd1
N103	N1103	132000	11000	0,27152	0,01183	40000000	1	Yd1
N105	N1105	132000	11000	0,27725	0,01118	80000000	1	Yd1
N106	N1106	132000	11000	0,28567	0,01301	80000000	1	Yd1
N107	N1107	132000	11000	0,24899	0,01105	40000000	1	Yd1
N108	N1108	132000	11000	0,29270	0,01090	40000000	1	Yd1
N109	N1109	132000	11000	0,24959	0,01080	40000000	1	Yd1
N110	N1110	132000	11000	0,29028	0,01244	40000000	1	Yd1
N111	N1111	132000	11000	0,26420	0,01052	40000000	1	Yd1
N112	N1112	132000	11000	0,26670	0,01093	40000000	1	Yd1
N114	N1114	132000	11000	0,28933	0,01176	40000000	1	Yd1
N115	N1115	132000	11000	0,28862	0,01163	40000000	1	Yd1
N116	N1116	132000	11000	0,28187	0,00773	40000000	1	Yd1
N117	N1117	132000	11000	0,15006	0,00597	40000000	1	Yd1
N118	N1118	132000	11000	0,32424	0,01216	80000000	1	Yd1
N119	N1119	132000	11000	0,30394	0,00696	40000000	1	Yd1
N120	N1120	132000	11000	0,31379	0,00694	40000000	1	Yd1
N121	N1121	132000	11000	0,31279	0,00711	40000000	1	Yd1
N122	N1122	132000	11000	0,31092	0,00705	40000000	1	Yd1
N123	N323	132000	33000	0,14555	0,00166	100000000	1	Yd1
N124	N324	132000	33000	0,13839	0,00171	100000000	1	Yd1
N125	N1125	132000	11000	0,16573	0,00489	40000000	1	Yd1
N325	N6001	33000	6600	0,14173	0,00916	20000000	1	Dd0
N326	N6001	33000	6600	0,13910	0,00896	20000000	1	Dd0

GENERATORI e FEEDER

DATI GENERATORI																						
NomeN	Tipo	Pn [W]	Qn [VAR]	Vass [V]	Sn [VA]	cosfin []	Xzdir [pu] M.	Xinv [pu] M.	Xzero [pu] M.	DPDay [f*tipol]	DPWeek [f*tipol]	DPMonth [f*tipol]	Dir [°]									
N99	SL	2.50E+08	0.00E+00	4.00E+00	2.50E+05	1	0.005	0.005	0.005	1	1	1	90									
N104	PQ	0.00E+00	0.00E+00	1.32E+05	1.E+08	1	0.5	0.5	0.5	1	1	1	-90									
DATI DEI FEEDER																						
NomeF	Feeder 1	Feeder 2	Feeder 3	Feeder 4	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 7	Feeder 8	Feeder 9	Feeder 10	Feeder 11	Feeder 12	Feeder 13	Feeder 14	Feeder 15	Feeder 16	Feeder 17	Feeder 18	Feeder 19	Feeder 20	Feeder 21	Feeder 22
N101	N101	N101	N101	N105	N105	N105	N107	N107	N102	N102	N102	N102	N114	N114	N114	N103	N115	N324	N323	N324	N325	N122
N102	N107	N105	N110	N110	N106	N113	N108	N113	N113	N106	N109	N111	N117	N104	N115	N115	N118	N323	N326	N326	N326	N125
N103							N109				N114											
N112																						
N119																						
N120																						
N121																						
N122																						

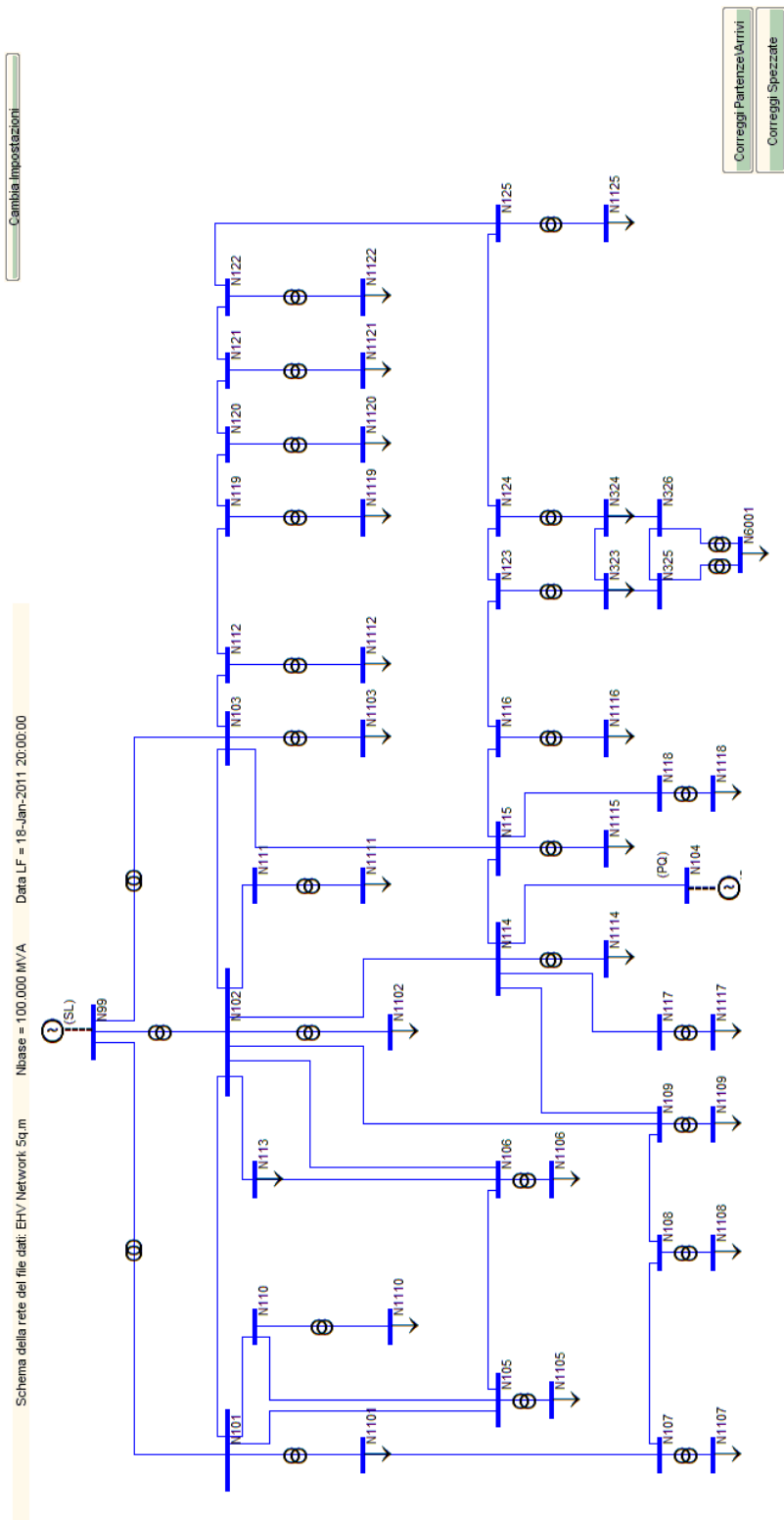
CARICHI

DATI DEI CARICHI									
NomeN	Pn	Qn	Vn	fu	DCDay	DCWeek	DCMonth	A	Dir
[]	[W]	[VAR]	[V]	[]	[f*tipo]	[f*tipo]	[f*tipo]	[]	[]
N113	2E+07	5000000	132000	1	1	1	1	0	-90
N323	3678700	3339900	33000	1	1	1	1	0	-90
N324	4052400	3679200	33000	1	1	1	1	0	-90
N1101	9881700	2530800	11000	1	1	1	1	0	-90
N1102	1E+07	2672500	11000	1	1	1	1	0	-90
N1103	9768900	3364100	11000	1	1	1	1	0	-90
N1105	9686500	3349600	11000	1	1	1	1	0	-90
N1106	1,1E+07	3827800	11000	1	1	1	1	0	-90
N1107	9788400	3517300	11000	1	1	1	1	0	-90
N1108	9554200	3674100	11000	1	1	1	1	0	-90
N1109	1,1E+07	4118400	11000	1	1	1	1	0	-90
N1110	1,1E+07	3744200	11000	1	1	1	1	0	-90
N1111	1E+07	3817000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1112	1,1E+07	4023100	11000	1	1	1	1	0	-90
N1114	1,1E+07	3661800	11000	1	1	1	1	0	-90
N1115	1,1E+07	3857100	11000	1	1	1	1	0	-90
N1116	1,1E+07	4005600	11000	1	1	1	1	0	-90
N1117	1,1E+07	3795800	11000	1	1	1	1	0	-90
N1118	9768100	3340700	11000	1	1	1	1	0	-90
N1119	1,4E+07	3949800	11000	1	1	1	1	0	-90
N1120	1,3E+07	3766600	11000	1	1	1	1	0	-90
N1121	1,3E+07	3973300	11000	1	1	1	1	0	-90
N1122	1,3E+07	3887500	11000	1	1	1	1	0	-90
N1125	1,8E+07	3963600	11000	1	1	1	1	0	-90
N6001	1,6E+07	3365300	6600	1	1	1	1	0	-90

NODI

CARATTERISTICHE DEI NODI									
NomeN	Tipo	Vn	V	Theta	Vmin	Vmax	Pdom	Qdom	b
[]	[]	[V]	[pu]	[°]	[pu]	[pu]	[kW]	[kVar]	[€/kWh]
N99	SL	400000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N101	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N102	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N103	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N104	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N105	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N106	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N107	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N108	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N109	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N110	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N111	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N112	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N113	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N114	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N115	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N116	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N117	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N118	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N119	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N120	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N121	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N122	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N123	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N124	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N125	PQ	132000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N323	PQ	33000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N324	PQ	33000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N325	PQ	33000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N326	PQ	33000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1101	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1102	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1103	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1105	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1106	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1107	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1108	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1109	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1110	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1111	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1112	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1114	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1115	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1116	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1117	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1118	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1119	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1120	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1121	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1122	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N1125	PQ	11000	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12
N6001	PQ	6600	1	0	0,97	1,03	0	0	0,12

SCHEMA RETE



Rete EHV Network 6

GENERALE

DATI DI CARATTERE GENERALE		
Potenza base (Nbase):	[VA]	1,00E+08
Tolleranza del metodo (tol):	[]	1,00E-05
Tensione del nodo di saldo (Ea):	p.u.	1
Ordine di armonica (harmonic):	[]	1
DATI REGOLATORE OLTC		
Trasformatore con regolatore sottocarico (TrasfoOLTC):	nodoP-nodoA'	N99-N101
Regolatore attivo/bloccato (AttOLTC):	on' off	off
Tensione di riferimento del regolatore (Vrif):	p.u.	1
Ampiezza della Dead Band (DB):	[%]	1,5
DATI PER L'ANALISI ARMONICA		
frequenza (freq):	[Hz]	50
ordine minimo armonica (hmin):	[]	1
ordine massimo armonica (hmax):	[]	30
ampiezza passo (hpasso):	[]	0,1

DESCRIZIONE RETE					
Nome Rete: EHV Network 6					
Tipologia: rete urbana interrata con topologia fortemente radiale con trasformatori 132/33 kV e 33/11 kV					
Caratteristiche Principali:					
	Area urbana				
	lunghezza del circuito: corta				
	Densità di utenze: alta				
	Linee interrate				
	topologia radiale				
Sommario:					
NODI:	TENSIONE	n'	PROFILI 24h ± 0,5h UTILIZZABILI	PROFILI 7G X 1G UTILIZZABILI	PROFILI 12M X 1M UTILIZZABILI
	400 o 275 kV	1	PROFILI DI GENERAZIONE	PROFILI DI GENERAZIONE	PROFILI DI GENERAZIONE
	132 kV	14	"COST": profilo COSTANTE	"WIND": profilo EOLICO	"WIND": profilo EOLICO
	66 kV	0	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO
	33 kV	23	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO
	11 kV	25	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE
	altro	16		"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA	"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA
CARICHI:			PROFILI DI CARICO	PROFILI DI CARICO	PROFILI DI CARICO
	Numero	30	"COST": profilo COSTANTE	"IND": profilo IDUSTRIALE	"IND": profilo IDUSTRIALE
	Prot	498,615 MVA	"DOM": profilo DOMESTICO	"COM": profilo COMMERCIALE	"COM": profilo COMMERCIALE
	Qtot	89,178 MVar	"IND": profilo IDUSTRIALE	"DOMe": profilo DOMESTICO ECONOMY	"DOMe": profilo DOMESTICO ECONOMY
GENERATORI:			"COM": profilo COMMERCIALE	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED
	Numero	1	"INTa": profilo INTERRUZIONE TIPO a	"MIX": profilo MISTO	"MIX": profilo MISTO
LINEE:			"INTb": profilo INTERRUZIONE TIPO b		
	Numero linee	51	"INTc": profilo INTERRUZIONE TIPO c		
	Lunghezza Tot	57,3 km	"INTd": profilo INTERRUZIONE TIPO d		
TRASFORMATORI:			METODO DI RICHIAMO PROFILI:	METODO DI RICHIAMO PROFILI:	METODO DI RICHIAMO PROFILI:
	Numero trasf.	69	f'tipo	f'tipo	f'tipo
			f= fattore di scala	f= fattore di scala	f= fattore di scala
Altre informazioni:					
Tutti i campi aventi lo sfondo giallo rappresentano i dati che vengono letti dal programma di calcolo del load flow					

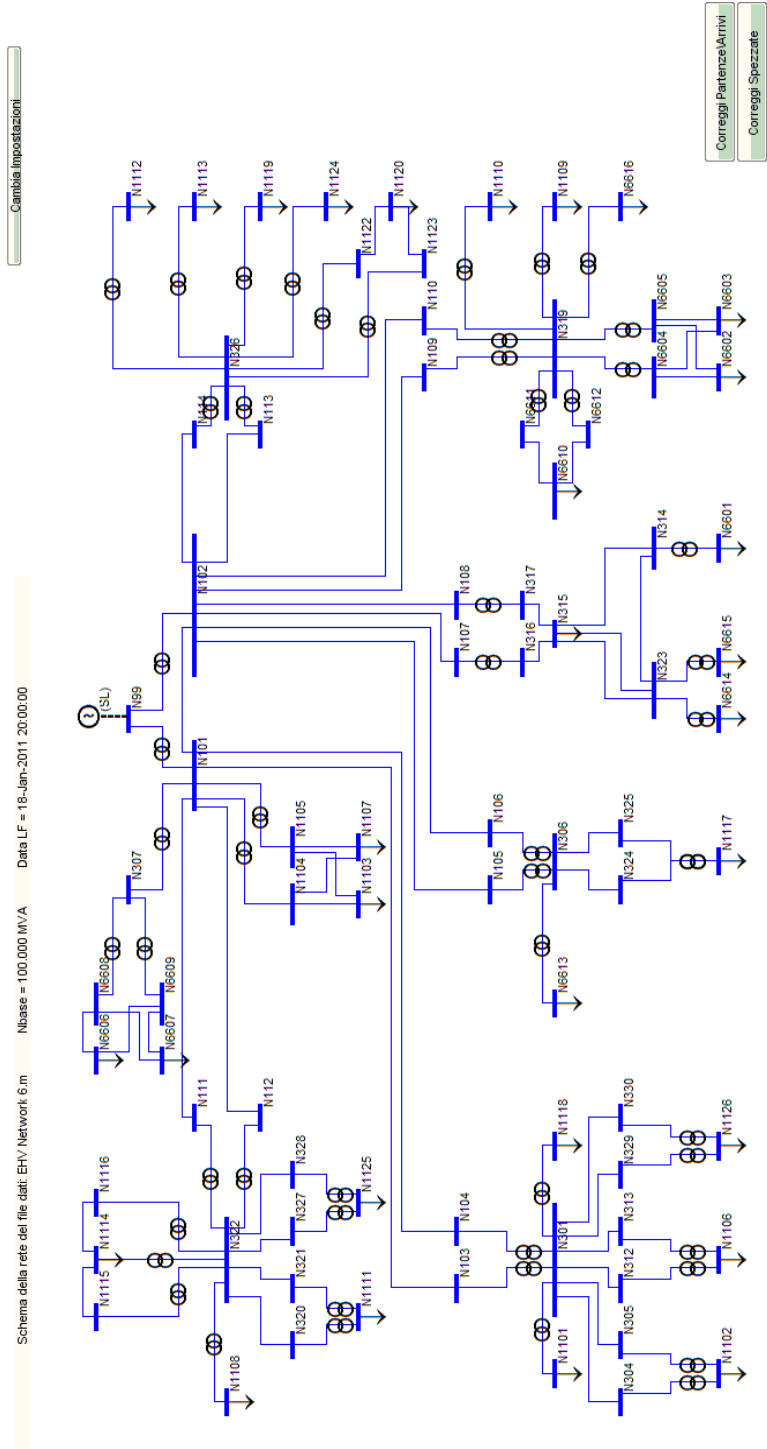
GENERATORI e FEEDER

DATI GENERATORI																						
NomeN	Tipo	Pn	Qn	Vass	Sn	cosfin	X2dir	Xinv	Xzero	Rterra	DPDay	DPWeek	DPMonth	Dir	feeder 14	feeder 15	feeder 16	feeder 17	feeder 18	feeder 19	feeder 20	
[]	[]	[W]	[VAR]	[V]	[VA]	[]	[pu] M.	[pu] M.	[pu] M.	[Ohm]	[f*tipo]	[f*tipo]	[f*tipo]	[*]								
N99	SL	5,00E+08	0,00E+00	2,75E+05	1.E+08	1	0,005	0,005	0,005	1,00E-12	1	1	1	90								
DATI DEI FEEDER																						
NomeF	feeder 1	feeder 2	feeder 3	feeder 4	feeder 5	feeder 6	feeder 7	feeder 8	feeder 9	feeder 10	feeder 11	feeder 12	feeder 13	feeder 14	feeder 15	feeder 16	feeder 17	feeder 18	feeder 19	feeder 20		
NomeN	N103	N104	N105	N106	N107	N108	N109	N110	N111	N112	N113	N114	N115	N116	N117	N118	N119	N120	N121	N122	N123	
	N101	N101	N102	N102	N102	N102	N102	N102	N101	N101	N102	N102	N102	N101	N101	N101	N101	N101	N101	N101	N101	N101
	N102																					
	feeder 21	feeder 22	feeder 23	feeder 24	feeder 25	feeder 26	feeder 27	feeder 28	feeder 29	feeder 30	feeder 31	feeder 32	feeder 33	feeder 34	feeder 35	feeder 36	feeder 37	feeder 38	feeder 39	feeder 40		
	N321	N323	N324	N325	N327	N328	N329	N330	N1103	N1103	N1107	N1107	N1114	N1114	N1120	N1120	N6602	N6602	N6603	N6602		
	N322	N315	N306	N306	N322	N322	N301	N301	N1104	N1105	N1104	N1105	N1115	N1116	N1122	N1123	N6604	N6605	N6604	N6605		
	feeder 41	feeder 42	feeder 43	feeder 44	feeder 45	feeder 46	feeder 47	feeder 48														
	N6606	N6606	N6607	N6607	N6610	N6610	N6610	N6610														
	N6608	N6609	N6608	N6609	N6611	N6611	N6612	N6612														

CARICHI

DATI DEI CARICHI									
NomeN	Pn	Qn	Vn	fu	DCDay	DCWeek	DCMonth	A	Dir
[]	[W]	[VAR]	[V]	[]	[f*tipo]	[f*tipo]	[f*tipo]	[]	[]
N315	13142000	0	33000	1	1	1	1	0	-90
N1101	8182000	2022000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1102	20798000	4264000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1103	19951000	5839000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1106	13259000	1923000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1107	18529000	5444000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1108	25809000	3631000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1109	26858000	9757000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1110	3527000	519000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1111	21673000	4375000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1112	19122000	2761000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1113	13051000	2670000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1114	30245000	0	11000	1	1	1	1	0	-90
N1117	15725000	2275000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1118	17142000	3532000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1119	21835000	4386000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1120	17485000	3560000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1124	15578000	3198000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1125	14954000	5392000	11000	1	1	1	1	0	-90
N1126	21487000	0	11000	1	1	1	1	0	-90
N6601	9726000	1362000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6602	17676000	2525000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6603	18023000	2575000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6606	11457000	4543000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6607	11518000	4567000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6610	16603000	3380000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6613	17702000	0	6600	1	1	1	1	0	-90
N6614	6446000	1330000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6615	4753000	1011000	6600	1	1	1	1	0	-90
N6616	16359000	2337000	6600	1	1	1	1	0	-90

SCHEMA RETE



Rete HV Network UG

GENERALE

DATI DI CARATTERE GENERALE		
Potenza base (Nbase):	[VA]	1,00E+08
Tolleranza del metodo (tol):	[]	1,00E-05
Tensione del nodo di saldo (Ea):	p.u.	1
Ordine di armonica (harmonic):	[]	1
DATI REGOLATORE OLTC		
Trasformatore con regolatore sottocarico (TrasfoOLTC):	nodoP-nodoA'	N300-N1101
Regolatore attivo/bloccato (AttOLTC):	on' 'off	off
Tensione di riferimento del regolatore (Vrif):	p.u.	1
Ampiezza della Dead Band (DB):	[%]	1,5
DATI PER L'ANALISI ARMONICA		
frequenza (freq):	[Hz]	50
ordine minimo armonica (hmin):	[]	1
ordine massimo armonica (hmax):	[]	30
ampiezza passo (hpasso):	[]	0,1

DESCRIZIONE RETE

Nome Rete: HV Network UG

Tipologia: rete urbana a 11 kV con punto di prelievo a 33 kV

Caratteristiche principali:

Area Urbana
Lunghezza circuito: corta
Densità di utenze: alta
Linee interrate
Topologia radiale

Sommario:

NODI:		PROFILI 24h ± 0,5h UTILIZZABILI	PROFILI 7G X 1G UTILIZZABILI	PROFILI 12M X 1M UTILIZZABILI
TENSIONE	n°	PROFILI DI GENERAZIONE	PROFILI DI GENERAZIONE	PROFILI DI GENERAZIONE
400 o 275 kV	0	"COST": profilo COSTANTE	"WIND": profilo EOLICO	"WIND": profilo EOLICO
132 kV	0	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO
66 kV	0	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO
33 kV	1	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE
11 kV	76		"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA	"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA
altro	0			
CARICHI:		PROFILI DI CARICO	PROFILI DI CARICO	PROFILI DI CARICO
Numero	75	"COST": profilo COSTANTE	"IND": profilo IDUSTRIALE	"IND": profilo IDUSTRIALE
Ptot	24,274 MW	"DOM": profilo DOMESTICO	"COM": profilo COMMERCIALE	"COM": profilo COMMERCIALE
Qtot	4,854 MVar	"IND": profilo IDUSTRIALE	"COM": profilo DOMESTICO ECONOMY	"COM": profilo DOMESTICO ECONOMY
GENERATORI:		"INTa": profilo INTERRUZIONE TIPO a	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED
Numero	23	"INTb": profilo INTERRUZIONE TIPO b	"MIX": profilo MISTO	"MIX": profilo MISTO
LINEE:		"INTc": profilo INTERRUZIONE TIPO c		
Numero linee	75	"INTd": profilo INTERRUZIONE TIPO d		
Lunghezza Tot	56,825 km			
TRASFORMATORI:		METODO DI RICHIAMO PROFILI:	METODO DI RICHIAMO PROFILI:	METODO DI RICHIAMO PROFILI:
Numero trasf.	2	f'tipo	f'tipo	f'tipo
		f= fattore di scala	f= fattore di scala	f= fattore di scala

Altre informazioni:

Tutti i campi aventi lo sfondo giallo rappresentano i dati che vengono letti dal programma di calcolo del load flow

TRASFORMATORI e GENERATORI

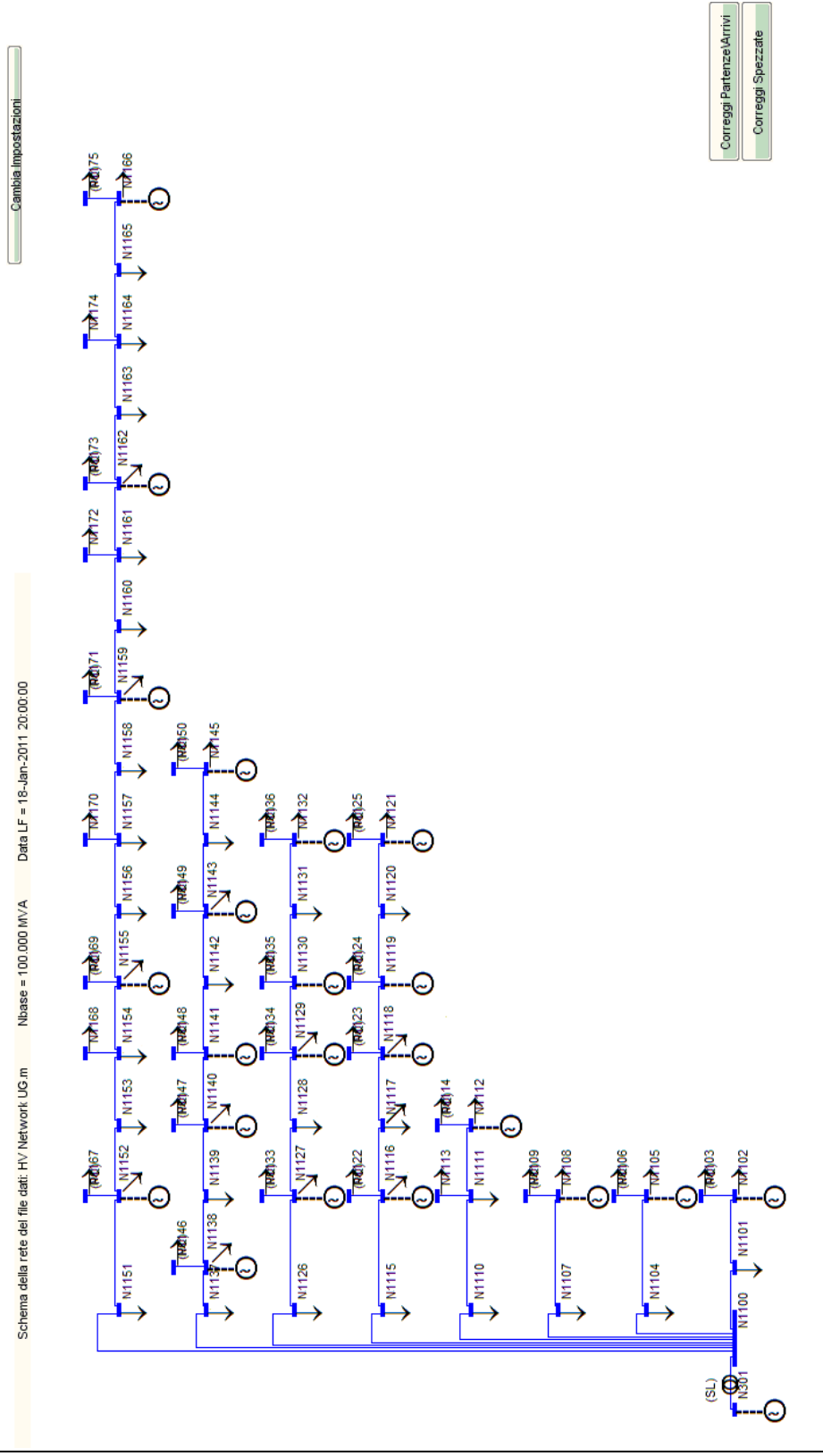
DATI DEI TRASFORMATORI														
NomeN1	NomeN2	V1n	V2n	vcc	pcc	Pn	Rt	Coll						
[]	[]	[V]	[V]	[pu]	[pu]	[VA]	[]	[]						
N301	N1100	33000	11000	0.17313	0.01242	52800000	1	1 Dy11						
DATI GENERATORI														
NomeN	Tipo	Ph	Qn	Vass	Sn	cosfin	X2dir	Xinv	Xzero	Rterra	DPDay	DPWeek	DPMonth	Dir
[]	[]	[W]	[VAR]	[V]	[VA]	[]	[pu] M.	[pu] M.	[pu] M.	[Ohm]	[f**tipo]	[f**tipo]	[f**tipo]	[°]
N301	SL	30000000	10000000	33000	1,00E+08	1	0,05	0,05	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1102	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1105	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1108	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1112	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1116	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1118	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1119	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1121	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1127	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1129	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1130	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1132	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1138	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1140	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1141	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1143	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1145	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1152	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1155	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1159	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1162	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90
N1166	PQ	1730000	810000	11000	2,30E+06	1	0,2	0,2	0	1,00E-12	1	1	1	-90

LINEE

FEEDER

DATI DEI FEEDER																												
NomeF	feeder 1	feeder 2	feeder 3	feeder 4	feeder 5	feeder 6	feeder 7	feeder 8	feeder 9	feeder 10	feeder 11	feeder 12	feeder 13	feeder 14	feeder 15	feeder 16	feeder 17	feeder 18	feeder 19	feeder 20	feeder 21	feeder 22	feeder 23	feeder 24	feeder 25	feeder 26	feeder 27	
NomeN	N1100	N1100	N1100	N1100	N1111	N1100	N1116	N1118	N1119	N1100	N1127	N1129	N1130	N1100	N1138	N1140	N1141	N1143	N1100	N1152	N1154	N1155	N1157	N1159	N1161	N1162	N1164	N1164
	N1101	N1104	N1107	N1110	N1113	N1115	N1122	N1123	N1124	N1126	N1133	N1134	N1135	N1137	N1146	N1147	N1148	N1149	N1151	N1167	N1168	N1169	N1170	N1171	N1172	N1173	N1175	N1175
	N1102	N1105	N1108	N1111	N1116	N1117			N1127				N1138						N1152									
	N1103	N1106	N1109	N1112	N1117	N1118			N1128				N1139						N1153									
				N1114	N1119	N1120			N1129				N1140						N1154									
					N1120	N1121			N1130				N1141						N1155									
					N1132	N1143			N1131				N1142						N1156									
					N1125	N1136			N1136				N1144						N1157									
													N1145						N1158									
													N1150						N1159									
																			N1160									
																			N1161									
																			N1162									
																			N1163									
																			N1164									
																			N1165									
																			N1166									
																			N1175									

SCHEMA RETE



Rete Europea CIGRE' MV

Vengono forniti i dati relativi alla rete avente gli interruttori S1,S2,S3 chiusi. E' possibile studiare anche le altre configurazioni che si ottengono agendo sugli interruttori. Basta eliminare la linea interessata qualora venga aperto un interruttore.

GENERALE

DATI DI CARATTERE GENERALE		
Potenza base (Nbase):	[VA]	100000000
Tolleranza del metodo (tol):	[]	1,00E-05
Tensione del nodo di saldo (Ea):	p.u.	1
Ordine di armonica (harmonic):	[]	1
DATI REGOLATORE OLTC		
Trasformatore con regolatore sottocarico (TrasfoOLTC):	nodoP-nodoA'	N0-N1
Regolatore attivo/bloccato (AttOLTC):	on' 'off'	off
Tensione di riferimento del regolatore (Vrif):	p.u.	1
Ampiezza della Dead Band (DB):	[%]	1,5
DATI PER L'ANALISI ARMONICA		
frequenza (freq):	[Hz]	50
ordine minimo armonica (hmin):	[]	1
ordine massimo armonica (hmax):	[]	30
ampiezza passo (hpasso):	[]	0,1

DESCRIZIONE RETE		
Nome Rete: European MV		
Tipologia: rete di riferimento Europea in media tensione		
interruttori S1,S2,S3 chiusi: è possibile ottenere configurazioni diverse della rete agendo sugli interruttori		
PROFILI 24h x 0,5h CIGRE'	PROFILI 7G X 1G UKGDS	PROFILI 12M X 1M UKGDS
<u>PROFILI DI GENERAZIONE</u>	<u>PROFILI DI GENERAZIONE</u>	<u>PROFILI DI GENERAZIONE</u>
"WINDc": profilo EOLICO	"WIND": profilo EOLICO	"WIND": profilo EOLICO
"Pvc": profilo FOTOVOLTAICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO	"HYDRO": profilo IDROELETTRICO
"BATT": profilo BATTERIE	"PV": profilo FOTOVOLTAICO	"PV": profilo FOTOVOLTAICO
"FC": profilo FUEL CELL	"CHP": profilo COGENERAZIONE	"CHP": profilo COGENERAZIONE
"CHPfc": profilo COGENERAZIONE e FUEL CELL	"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA	"GMIX": profilo GENERAZIONE MISTA
"CHP": profilo COGENERAZIONE DIESEL		
<u>PROFILI DI CARICO</u>	<u>PROFILI DI CARICO</u>	<u>PROFILI DI CARICO</u>
"COM": profilo COMMERCIALE	"IND": profilo IDUSTRIALE	"IND": profilo IDUSTRIALE
"RES": profilo RESIDENZIALE	"COM": profilo COMMERCIALE	"COM": profilo COMMERCIALE
	"DOME": profilo DOMESTICO ECONOMY	"DOME": profilo DOMESTICO ECONOMY
	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED	"DOMu": profilo DOMESTICO UNRESTRICTED
	"MIX": profilo MISTO	"MIX": profilo MISTO
<u>METODO DI RICHIAMO PROFILI:</u>	<u>METODO DI RICHIAMO PROFILI:</u>	<u>METODO DI RICHIAMO PROFILI:</u>
f*tipo	f*tipo	f*tipo
f= fattore di scala	f= fattore di scala	f= fattore di scala
<u>Altre informazioni:</u>		
Tutti i campi aventi lo sfondo giallo rappresentano i dati che vengono letti dal programma di calcolo del load flow		

GENERATORI E TRASFORMATORI

DATI GENERATORI														
NomeN	Tipo	Pn	Qn	Vass	Sn	cosfin	X2dir	Xinv	Xzero	Rterra	DPDay	DPWeek	DPMonth	Dir
[]	[]	[W]	[VAR]	[V]	[VA]	[]	[pu] M.	[pu] M.	[pu] M.	[Ohm]	[f*tipo]	[f*tipo]	[f*tipo]	[°]
N0	SL	0	0	220000	100000000	[]	1	0,015	0,015	0,015	1,00E-12	1	1	90
DATI DEI TRASFORMATORI														
NomeN1	NomeN2	V1n	V2n	vcc	pcc	Pn	Rt	Coll						
[]	[]	[V]	[V]	[pu]	[pu]	[VA]	[]	[]						
N0	N1	220000	20000	0,00000	0,00000	25000000	1	YNyn0						
N0	N12	220000	20000	0,00000	0,00000	25000000	1	YNyn0						

Scenari di riferimento per la simulazione ed analisi di reti elettriche di distribuzione attive

LINEE

DATI DELLE LINEE														
Tipo	NomeN1	NomeN2	Vn	d	Tmax	r	l	c	g	klo	kco	kro	lmax	apertura
[]	[]	[]	[V]	[km]	[°C]	[Ohm/km]	[H/km]	[F/km]	[S/km]	(Aeree=2.6)	(Aeree=0.6:0.7)	(Aeree=rd+)	[A]	0=chiuso 1=aperto
Aerea	N1	N2	20000	2,82	80	0,510	1,17E-03	1,01E-08	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N2	N3	20000	4,42	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N3	N4	20000	0,61	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N4	N5	20000	0,56	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N5	N6	20000	1,54	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N6	N7	20000	0,24	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N7	N8	20000	1,67	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N8	N9	20000	0,32	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N9	N10	20000	0,77	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N10	N11	20000	0,33	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N11	N4	20000	0,49	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Cavo	N3	N8	20000	1,3	80	0,343	8,72E-04	1,51E-07	0,00E+00	1	1	1	380	0
Aerea	N12	N13	20000	4,89	80	0,510	1,17E-03	1,01E-08	0,00E+00	1	1	1	380	0
Aerea	N13	N14	20000	2,99	80	0,510	1,17E-03	1,01E-08	0,00E+00	1	1	1	380	0
Aerea	N14	N8	20000	2	80	0,510	1,17E-03	1,01E-08	0,00E+00	1	1	1	380	0

CARICHI

DATI DEI CARICHI									
NomeN	Pn	Qn	Vn	fu	DCDay	DCWeek	DCMonth	A	Dir
[]	[W]	[VAR]	[V]	[]	[f*tipo]	[f*tipo]	[f*tipo]	[]	[]
N1	14994000	3044662	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N3	276450	69285	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N4	431650	108182	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N5	727500	182329	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N6	548050	137354	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N8	586850	147078	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N10	475300	119121	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N11	329800	82656	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N12	14994000	3044662	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N14	208550	52268	20000	1	1*RES	1	1	0	-90
N1	4998000	1014887	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90
N3	225250	139597	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90
N7	76500	47410	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90
N9	573750	355578	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90
N10	68000	42143	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90
N12	5016000	1648679	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90
N13	34000	21071	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90
N14	331500	205445	20000	1	1*COMc	1	1	0	-90

GRATA

DATI PER LA RAPPRESENTAZIONE GRAFICA

Coordinate Nodi			Collegamenti Trasformatori						Collegamenti Linee					
NomeN	X	Y	NomeN1	NomeN2	a1	a2	spezzata	NomeN1	NomeN2	a1	a2	spezzata		
							Y dove eseguire spezzata					Y dove eseguire spezzata		
N0	130	180												
N1	100	160	N0	N1	3	0	1							
N2	100	140	N0	N12	3	0	1	N1	N2	3	3	1		
N3	100	120						N2	N3	3	3	1		
N4	60	100						N3	N4	3	0	1		
N5	40	80						N4	N5	3	0	1		
N6	140	20						N5	N6	0	3	30		
N7	140	40						N6	N7	3	3	1		
N8	120	60						N7	N8	0	3	1		
N9	100	40						N8	N9	3	3	1		
N10	80	60						N9	N10	3	0	1		
N11	80	80						N10	N11	3	3	1		
N12	160	160						N11	N4	0	3	1		
N13	160	120						N3	N8	3	3	1		
N14	160	80						N12	N13	3	3	1		
								N13	N14	3	3	1		
								N14	N8	0	3	1		

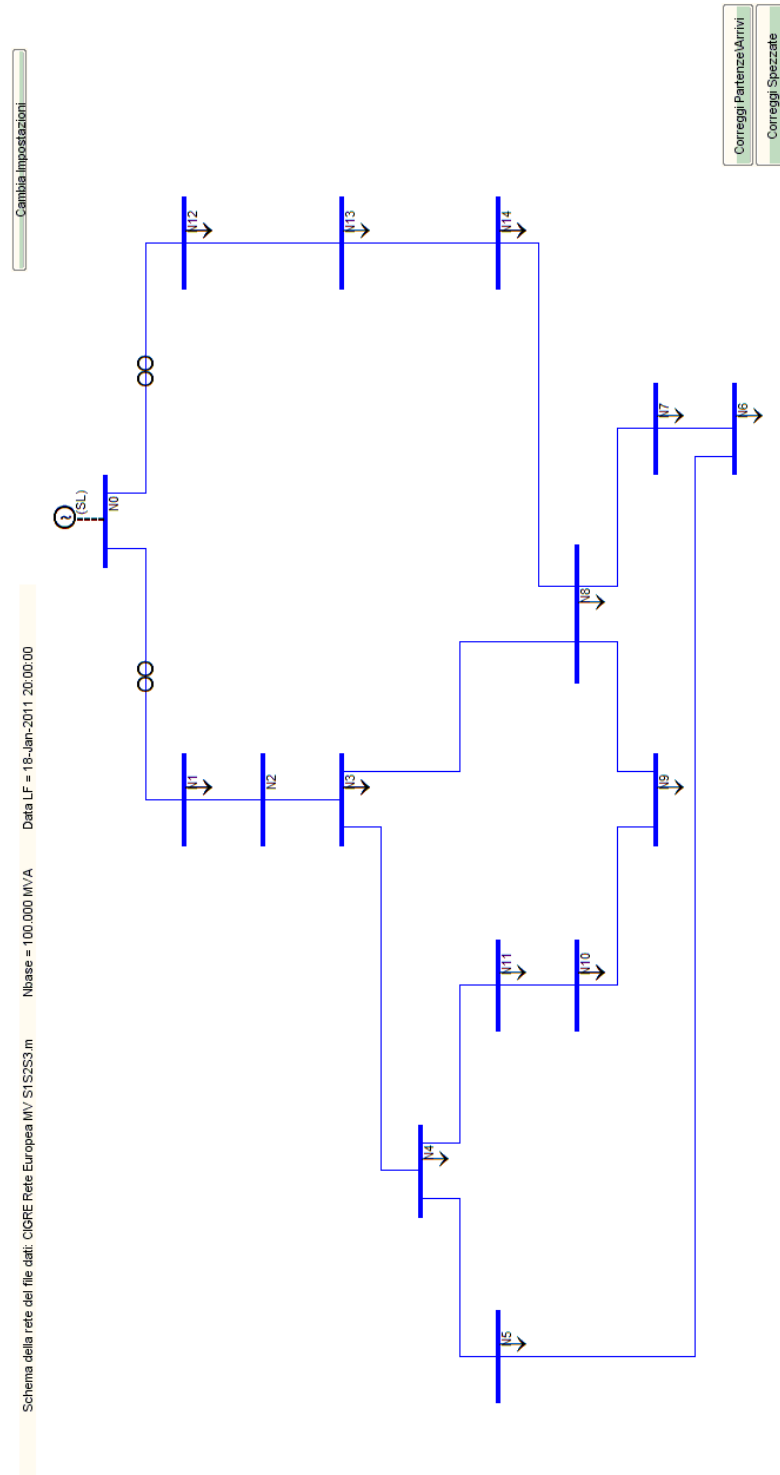
FEEDER

DATI DEI FEEDER			
NomeF	feeder 1	feeder 2	feeder 3
NomeN	N1	N3	N12
	N2	N8	N13
	N3		N14
	N4		N8
	N5		
	N6		
	N7		
	N8		
	N9		
	N10		
	N11		
	N4		

NODI

CARATTERISTICHE DEI NODI									
NomeN	Tipo	Vn	V	Theta	Vmin	Vmax	Pdom	Qdom	b
[]	[]	[V]	[pu]	[°]	[pu]	[pu]	[kW]	[kVar]	[€/kWh]
N0	SL	220000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N1	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N2	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N3	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N4	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N5	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N6	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N7	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N8	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N9	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N10	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N11	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N12	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N13	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12
N14	PQ	20000	1	0	0,95	1,05	0	0	0,12

SCHEMA RETE



Rete Europea CIGRE' MV con integrazione dei DER

Sono forniti solo i parametri relativi ai DER aggiunti in quanto la rete rimane esattamente la stessa. I DER inseriti sono rappresentati mediante dei generatori aventi questi parametri.

DATI GENERATORI														
NomeN	Tipo	Pn	Qn	Vass	Sn	cosfin	Xzdir	Xinv	Xzero	Rterra	DPDay	DPWeek	DPMonth	Dir
[]	[]	[W]	[VAR]	[V]	[VA]	[]	[pu] M.	[pu] M.	[pu] M.	[Ohm]	[**tipo]	[**tipo]	[**tipo]	[°]
N0	SL	0	0	220000	#####	1	0,015	0,015	0,015	1,00E-12	1	1	1	90
N3	PQ	20000	15000	20000	25000	1	0,05	0,05	0,05	1,00E-12	1*Pvc	1	1	90
N4	PQ	20000	15000	20000	25000	1	0,05	0,05	0,05	1,00E-12	1*Pvc	1	1	90
N5	PQ	633000	298849	20000	700000	1	0,05	0,05	0,05	1,00E-12	1*BAIT	1	1	90
N6	PQ	30000	18028	20000	35000	1	0,05	0,05	0,05	1,00E-12	1*Pvc	1	1	90
N7	PQ	1500000	800000	20000	1700000	1	0,05	0,05	0,05	1E-12	*WINDc	1	1	90
N8	PQ	30000	18028	20000	35000	1	0,05	0,05	0,05	1E-12	1*Pvc	1	1	90
N9	PQ	552000	235151	20000	600000	1	0,05	0,05	0,05	1,00E-12	1*ChPd	1	1	90
N10	PQ	254000	159637	20000	300000	1	0,05	0,05	0,05	1E-12	1*BAIT	1	1	90
N11	PQ	10000	11180	20000	15000	1	0,05	0,05	0,05	1E-12	1*Pvc	1	1	90

Profili di Generazione e di Carico UKGDS

PROFILI GIORNALIERI

Tipo di profilo: Codice.....->	"COST"	"HYDRO"	FOTOVOLTAICO "PV"	COGENERAZIONE "CHP"	DOMESTICO "DOM"	INDUSTRIALE "IND"	COMMERCIALE "COM"	INTERRUZIONE A "INTa"	INTERRUZIONE B "INTb"	INTERRUZIONE C "INTc"	INTERRUZIONE d "INTd"
0.00	1	0.6585	0	0.2	0.2459	0.361	0.51599	1	1	1	1
0.30	1	0.7317	0	0.15	0.2738	0.442	0.50558	1	1	1	1
1.00	1	0.6585	0	0.1	0.2801	0.407	0.53951	1	1	0	1
1.30	1	0.7317	0	0.1	0.2837	0.418	0.54857	1	1	1	1
2.00	1	0.6585	0	0.1	0.2856	0.472	0.52386	0	1	1	1
2.30	1	0.6585	0	0.1	0.3009	0.401	0.51819	0	1	1	1
3.00	1	0.7317	0	0.1	0.301	0.511	0.4996	0	1	1	1
3.30	1	0.6585	0	0.1	0.2959	0.537	0.49939	0	1	1	1
4.00	1	0.7317	0	0.1	0.3015	0.623	0.51885	0	1	1	1
4.30	1	0.6585	0	0.1	0.3248	0.595	0.52778	0	1	1	1
5.00	1	0.7317	0	0.3	0.3296	0.551	0.57146	1	1	0	1
5.30	1	0.7317	0	0.5	0.3925	0.576	0.57265	1	1	1	1
6.00	1	0.8049	0	0.7	0.3969	0.686	0.60039	1	1	1	0
6.30	1	0.7317	0	0.9	0.4735	0.685	0.59935	1	1	1	0
7.00	1	0.7317	0	0.9	0.4783	0.842	0.71323	1	1	1	0
7.30	1	0.7317	0	0.9	0.6084	0.818	0.73494	1	1	1	0
8.00	1	0.8049	0	0.9	0.6072	0.871	0.88572	1	1	1	0
8.30	1	0.7317	0.196875	0.7	0.659	0.884	0.8828	1	1	1	0
9.00	1	0.6585	0.196875	0.5	0.651	0.851	0.8529	1	1	0	0
9.30	1	0.6585	0.5625	0.3	0.5952	0.945	0.84522	1	1	1	0
10.00	1	0.7317	0.565	0.2	0.5947	0.899	0.88447	1	1	1	0
10.30	1	0.6585	0.673125	0.1	0.4977	0.89	0.86337	1	1	1	0
11.00	1	0.7317	0.675	0.2	0.4952	0.819	0.93782	1	1	1	0
11.30	1	0.6585	0.99375	0.3	0.5487	0.823	0.95847	1	1	1	0
12.00	1	0.6585	0.99875	0.5	0.5461	0.886	0.90091	1	1	1	0
12.30	1	0.7317	0.908125	0.5	0.5907	0.904	0.91737	1	1	1	0
13.00	1	0.6585	0.909375	0.3	0.5937	0.984	0.88407	1	1	0	0
13.30	1	0.7317	0.793125	0.2	0.6091	0.968	0.91921	1	1	1	0
14.00	1	0.6585	0.796875	0.1	0.6094	0.94	0.87874	1	1	1	0
14.30	1	0.6585	0.465625	0.1	0.6045	0.977	0.86865	1	1	1	0
15.00	1	0.7317	0.463125	0.1	0.6078	0.984	0.81798	1	1	1	0
15.30	1	0.6585	0.165	0.1	0.6291	0.982	0.80421	1	1	1	0
16.00	1	0.6585	0.166875	0.1	0.6278	0.851	0.79778	1	1	1	0
16.30	1	0.5853	0	0.2	0.8671	0.865	0.82951	1	1	1	0
17.00	1	0.6585	0	0.3	0.8662	0.805	0.77992	1	0	0	0
17.30	1	0.7317	0	0.5	0.9371	0.824	0.81521	0	0	0	0
18.00	1	0.6585	0	0.7	0.9438	0.745	0.76068	1	0	0	1
18.30	1	0.8781	0	0.8	0.9941	0.782	0.76451	1	0	0	1
19.00	1	0.6585	0	0.9	0.9883	0.684	0.68233	1	0	0	1
19.30	1	0.7317	0	0.9	0.8831	0.63	0.67811	1	0	0	1
20.00	1	0.6585	0	0.9	0.8824	0.655	0.67654	1	0	0	1
20.30	1	0.7317	0	0.9	0.8284	0.714	0.66874	1	0	0	1
21.00	1	0.6585	0	0.9	0.8312	0.721	0.68102	1	1	0	1
21.30	1	0.6585	0	0.8	0.7417	0.712	0.69277	1	1	1	1
22.00	1	0.7317	0	0.7	0.7449	0.628	0.64869	1	1	1	1
22.30	1	0.6585	0	0.6	0.6163	0.707	0.61663	1	1	1	1
23.00	1	0.6585	0	0.5	0.6158	0.556	0.57878	1	1	1	1
23.30	1	0.5853	0	0.4	0.4501	0.501	0.55831	1	1	1	1
24.00	1	0.6585	0	0.2	0.2459	0.361	0.51599	1	1	1	1

PROFILI SETTIMANALI E PROFILI MENSILI

PROFILI SETTIMANALI (7G x 1G)											
Tipo Profi	INDUSTRI	COMMER	DOMESTIK	DOMESTIK MISTO	EOLICO	IDROELET	FOTOVOL	COGENER	GENERAZIONE MISTI		
Codice ----	"IND"	"COM"	"DOMe"	"DOMlu"	"MIX"	"WIND"	"HYDRO"	"PV"	"CHP"	"GMIX"	
Lunedì	0,872874	0,693425	0,978052	0,953835	0,94	0,552947	0,911149	0,635892	0,916189	0,900544	
Martedì	0,957793	0,706469	0,992035	0,953476	0,980025	0,558545	0,89124	0,610392	0,902742	0,891429	
Mercoledì	0,991968	0,73111	0,997054	0,952633	0,996267	0,512125	0,836151	0,631371	0,916023	0,875595	
Giovedì	0,991814	0,734143	0,997358	0,951931	0,997079	0,489073	0,826409	0,68493	0,926076	0,87631	
Venerdì	0,975338	0,718789	0,995081	0,954987	0,987102	0,532684	0,794376	0,715933	0,900743	0,866583	
Sabato	0,129348	0,977515	0,962563	0,904736	0,812529	0,505175	0,828323	0,70744	0,921824	0,879288	
Domenica	0,111515	0,360608	0,880975	0,989466	0,57972	0,580631	0,903176	0,63738	0,926405	0,898571	
PROFILI MENSILI (12M x 1M)											
Tipo Profi	INDUSTRI	COMMER	DOMESTIK	DOMESTIK MIXTURE	EOLICO	IDROELET	FOTOVOL	COGENER	GENERAZIONE MISTI		
Codice ----	"IND"	"COM"	"DOMe"	"DOMlu"	"MIX"	"WIND"	"HYDRO"	"PV"	"CHP"	"GMIX"	
GENNAIO	0,783916	1,357716	1,036312	1,032356	0,601665	0,301698	1,180739	0,197696	0,951941	0,510442	
FEBBRAIO	0,82698	1,393482	1,0293	0,982302	0,604348	0,619278	0,960999	0,572775	0,906228	0,520378	
MARZO	1,110591	0,974791	0,973772	0,722747	0,543203	0,796689	1,132543	0,791463	0,929675	0,574723	
APRILE	0,976712	0,820795	0,88137	0,590588	0,464707	0,552635	0,733536	0,77288	0,832299	0,47078	
MAGGIO	0,912577	0,767168	0,839805	0,550122	0,441878	0,499595	1,377535	1,070426	1,022335	0,600977	
GIUGNO	0,954371	0,765637	0,832988	0,499231	0,44049	0,504361	1,567581	1,596844	0,951999	0,627069	
LUGLIO	0,958195	0,758047	0,825045	0,481727	0,43468	0,395948	1,170925	1,145129	0,901711	0,538758	
AGOSTO	0,927158	0,736102	0,821303	0,482156	0,427469	0,620131	0,950236	1,004875	0,933592	0,535639	
SETTEMBRE	0,947323	0,792609	0,851302	0,515166	0,447577	0,48171	1,159716	0,969435	0,843928	0,527993	
OTTOBRE	1,077854	0,912375	0,963358	0,549462	0,500438	0,385283	0,790429	0,565299	1,017106	0,491436	
NOVEMBRE	0,812303	1,403062	1,027318	0,919147	0,592155	0,312458	1,375728	0,18981	0,944891	0,536003	
DICEMBRE	0,776113	1,335316	1,036857	1,015676	0,596519	0,649203	1,519392	0,195976	0,910357	0,588647	

Profili di Generazione e di Carico CIGRE'

PROFILI GIORNALIERI

PROFILI GIORNALIERI (24h x 0.5h)									
Tipo di profilo: Codice----->	COMMERCIALE "COMc"	RESIDENZIALE "RES"	EOLICO "WINDc"	FOTOVOLTAICO "PVc"	BATTERIE "BATT"	CELLE A COMBUSTIBILE "FC"	COGENERAZIONE E FUEL CELL "CHPfc"	COGENERAZIONE DIESEL "CHPd"	
0.00	0.34	0.25	0.9	0	0	0.8	0.018	0	0
0.30	0.34	0.22	0.9	0.16	0	0.8	0.018	0.16	0
1.00	0.32	0.2	0.9	0	0.8	0.018	0.018	0.18	0
1.30	0.3	0.19	1	0	0	0.018	0.018	0.17	0
2.00	0.28	0.19	1.1	0	0	0.018	0.018	0.16	0
2.30	0.3	0.18	1	0	-0.8	0.019	0.019	0.18	0
3.00	0.34	0.19	0.9	0	-0.5	0.02	0.02	0.19	0
3.30	0.36	0.2	1.1	0	-0.3	0.02	0.02	0.17	0
4.00	0.38	0.19	1.3	0	0	0.02	0.02	0.15	0
4.30	0.41	0.2	1.2	0	0	0.02	0.02	0.16	0
5.00	0.49	0.23	0.8	0	0	0.02	0.02	0.15	0
5.30	0.59	0.3	0.75	0	-0.3	0.02	0.02	0.18	0
6.00	0.77	0.48	0.7	0	-0.2	0.02	0.02	0.2	0
6.30	0.85	0.55	0.75	0	-0.1	0.015	0.015	0.18	0
7.00	0.87	0.64	0.9	0	-0.05	0.01	0.01	0.19	0
7.30	0.92	0.6	0.75	0	0	0.005	0.005	0.18	0
8.00	0.99	0.64	0.7	0	0	0	0	0.21	0.3
8.30	1	0.7	0.75	0.02	0	0	0	0.21	0.26
9.00	0.98	0.63	0.9	0.03	0	0	0	0.21	0.3
9.30	0.99	0.65	0.9	0.05	0	0	0	0.21	0.28
10.00	1	0.64	0.9	0.1	0	0	0	0.21	0.3
10.30	0.9	0.66	0.85	0.13	0	0	0	0.21	0.27
11.00	0.81	0.62	0.8	0.08	0	0.005	0.005	0.21	0.3
11.30	0.79	0.65	1.2	0.06	0	0.005	0.005	0.21	0.28
12.00	0.83	0.72	1.5	0.07	0.4	0.01	0.01	0.21	0.3
12.30	0.85	0.7	1.4	0.08	0.4	0	0	0.21	0.25
13.00	0.85	0.64	1.3	0.09	0	-0.005	-0.005	0.21	0.27
13.30	0.86	0.57	1.25	0.06	0	0	0	0.21	0.26
14.00	0.86	0.56	1.2	0.03	0	0	0	0.21	0.2
14.30	0.87	0.48	1.2	0.025	0	0.004	0.004	0.21	0.21
15.00	0.87	0.48	1.2	0.02	-0.5	0.006	0.006	0.21	0.24
15.30	0.86	0.46	1.2	0.015	-0.3	0.008	0.008	0.21	0.21
16.00	0.8	0.45	1.2	0.01	-0.25	0.01	0.01	0.21	0.24
16.30	0.6	0.5	1.1	0	-0.2	0.01	0.01	0.21	0.21
17.00	0.58	0.6	1	0	-0.1	0.01	0.01	0.21	0.28
17.30	0.57	0.72	0.8	0	-0.05	0.01	0.01	0.21	0.24
18.00	0.5	0.79	0.6	0	0	0	0	0.21	0.2
18.30	0.48	0.85	0.9	0	0	-0.005	-0.005	0.21	0.1
19.00	0.48	0.9	1.2	0	0	-0.01	-0.01	0.21	0
19.30	0.45	0.86	0.9	0	0	-0.015	-0.015	0.19	0
20.00	0.41	0.8	0.6	0	0	-0.018	-0.018	0.18	0
20.30	0.39	0.75	0.8	0	0	-0.01	-0.01	0.18	0
21.00	0.39	0.65	1.2	0	0	-0.008	-0.008	0.15	0
21.30	0.4	0.64	1.3	0	0	-0.004	-0.004	0.18	0
22.00	0.37	0.54	1.4	0	0	-0.003	-0.003	0.14	0
22.30	0.36	0.45	1.4	0	0	0	0	0.17	0
23.00	0.35	0.4	1.4	0	0	0.005	0.005	0.13	0
23.30	0.35	0.37	1.3	0	0.2	0.008	0.008	0.14	0
24.00	0.36	0.28	1.2	0	0.8	0.01	0.01	0.16	0

Bibliografia

1. A. Borghetti, C.A. Nucci, M. Paolone, S. Massucco, A. Morini, F. Silvestro, S. Grillo, “*Generazione diffusa, sistemi di controllo e accumulo in reti elettriche*”, *AEIT*, numero 11/12, 6-7, novembre/dicembre 2010
2. “*United Kingdom Generic Distribution System(UKGDS)*, www.sedg.ac.uk, Giugno 2011
3. M. Coppo, “*Controllo coordinato e distribuito di reti elettriche di distribuzione attive*”, Tesi di Laurea, A.A. 2010/2011
4. F. Buriola, “*Procedure Numeriche per Qualità del Servizio*”, Tesi di Laurea, A.A.2005/2006
5. D. Dal Canto, “*Atlantide Report Kick Off*”, 26/04/2011
6. M. Stievano, “*Sviluppo di procedure numeriche per l’analisi delle reti di distribuzione in regime di guasto*”, Tesi di Laurea, A.A. 2006/07
7. M. Andriollo, G. Martinelli, A. Morini, “*I Trasformatori, teoria ed esercizi*”, Padova, Libreria internazionale Cortina, 2003, 36-38
8. R. Caldon, L. Fellin, “*Esercizi di impianti elettrici 2^a edizione*”, Padova, Edizioni Libreria Progetto, 1988, 125-131
9. CIGRE Task Force C6.04.02, “*Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*”, Cigrè, July 2009