



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Modelli e strategie per la definizione di strumenti software per la simulazione
integrata di distretti energetici in ambiente dedicato

Parte Prima: *“Modelli e strategie per la simulazione di distretti energetici”*

Parte Seconda: *“Definizione e sviluppo di strumenti software per la simulazione integrata di
distretti energetici in ambiente dedicato”*

*E. Riva Sanseverino, M. L. Di Silvestre, S. Favuzza, F. Massaro, G. Zizzo, R. Gallea,
G. Graditi, B. Di Pietra, I. Bertini*



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PALERMO

MODELLI E STRATEGIE PER LA DEFINIZIONE DI STRUMENTI SOFTWARE PER LA SIMULAZIONE INTEGRATA DI
DISTRETTI ENERGETICI IN AMBIENTE DEDICATO

E. Riva Sanseverino, M. L. Di Silvestre, S. Favuzza, F. Massaro, G. Zizzo (Università di Palermo . DIEETCAM)
G. Graditi, B. Di Pietra, I. Bertini (ENEA)

Settembre 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Strumenti e tecnologie per l'efficienza energetica nel settore dei servizi

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA

Sommario

Il presente Rapporto, strutturato in due parti (Parte Prima: *“Modelli e strategie per la simulazione di distretti energetici”* e Parte Seconda: *Definizione e sviluppo di strumenti software per la simulazione integrata di distretti energetici in ambiente dedicato*), descrive le attività svolte dal personale del DIEETCAM dell’Università degli Studi Palermo nell’ambito della prima fase delle attività di ricerca dal titolo: *“MODELLI E STRATEGIE PER LA DEFINIZIONE DI STRUMENTI SOFTWARE PER LA SIMULAZIONE INTEGRATA DI DISTRETTI ENERGETICI IN AMBIENTE DEDICATO”*, oggetto dell’Accordo di Collaborazione tra ENEA e DIEETCAM sottoscritto in data 27 gennaio 2012. Scopo del presente accordo di collaborazione è la definizione di un *tool* informatico per la modellazione della parte elettrica di una piattaforma integrata che rappresenta il comportamento elettrico e termico del sistema di approvvigionamento energetico di un sistema multi-edificio.

Poiché si è reso necessario integrare elementi di modellazione dei sistemi elettrici nell’ambito di quanto sviluppato, nella stessa annualità, presso i laboratori ENEA, in fase di avvio delle attività, la fase operativa è stata caratterizzata da un’azione di continua collaborazione tra il personale ENEA e DIEETCAM, utilizzando prevalentemente lo strumento della videoconferenza via web, ma anche incontri e riunioni fra quanti partecipavano alle attività. Il punto di partenza delle attività è stata la piattaforma ODESSE sviluppata presso i laboratori ENEA nelle passate annualità. Nel corso delle attività dell’annualità corrente, essa è stata opportunamente modificata al fine di rendere coerenti le scale di precisione del modello del sottosistema elettrico e del modello del sottosistema termico. Il lavoro è stato svolto con l’obiettivo di rendere lo strumento di simulazione un oggetto utilizzabile anche da un utente non esperto, nonché di sviluppare un modello integrato utile anche alla risoluzione di problemi più complessi di gestione ottimizzata di tipo integrato.

Le attività sono state condotte in forte sinergia con il personale tecnico designato da ENEA e svolte prevalentemente all’interno dei locali e dei laboratori del DIEETCAM di Palermo. Nel corso delle attività, sono stati, infatti, svolti diversi incontri di confronto e coordinamento con il personale ENEA.

L’oggetto dell’accordo di collaborazione è quindi stato sviluppato in due fasi. Nella prima fase si è sviluppata l’analisi di modelli elettrici e delle strategie per sistemi elettrici che alimentano distretti energetici. In particolare, sono stati analizzati i modelli di linee elettriche aeree ed in cavo esistenti in letteratura e le possibili semplificazioni idonee all’applicazione oggetto del presente contratto. E’ illustrata, anche, una rassegna degli algoritmi di calcolo dei flussi di potenza e viene analizzato il problema della modellazione di sorgenti e carichi. Successivamente viene esaminato in dettaglio uno strumento per la modellazione probabilistica dei carichi elettrici e per la rappresentazione della interazione con i carichi di tipo termico eventualmente presenti. Vengono, inoltre, rappresentate tecniche di *demand-response* che potrebbero condizionare la modellazione dei carichi ed in un successivo capitolo sono descritti i servizi ancillari che il distretto energetico potrebbe offrire alla rete. Infine, poiché le interazioni fra i vari nodi della rete sono per lo più di tipo economico, si è ritenuto interessante rappresentare un ulteriore strumento di analisi di tali sistemi complessi: un algoritmo per il tracciamento dei flussi di potenza. Tale strumento potrebbe infatti consentire di valutare il costo di trasporto dell’energia da un punto di alimentazione al carico consentendo così di imputare in modo preciso il costo di trasporto della stessa energia (Report Parte Prima).

La seconda parte delle attività è invece dedicata all’implementazione del modello di rete di distribuzione dell’energia elettrica a servizio di un distretto energetico. In particolare, si descrive la realizzazione dei *tool* di supporto ed ampliamento della piattaforma derivata dal modello ODESSE, opportunamente modificata per ospitare la nuova filosofia integrata di gestione del distretto energetico (Report Parte Seconda).

PARTE PRIMA

MODELLI E STRATEGIE PER LA SIMULAZIONE DI DISTRETTI ENERGETICI

Indice

Introduzione	5
I.1. Identificazione del modello di rete adeguato per la rappresentazione del sistema elettrico a servizio di un distretto energetico	
I.1.1. Modello circuitale della linea di distribuzione	
I.1.2. La risoluzione del problema del calcolo dei flussi di potenza;	
I.1.2.1. Nodi PV, PQ, Vd	
I.1.2.2. Impostazione del problema del load flow	
I.1.2.3. Algoritmi di calcolo: problematiche di precisione e convergenza	
I.2. Identificazione di rappresentazioni parametriche e di strumenti probabilistici per la rappresentazione del carico elettrico	
I.2.1. Modelli per la rappresentazione del carico elettrico;	
I.2.1.1. Caratterizzazione probabilistica del carico elettrico di tipo domestico	
I.2.1.2. Tecniche di Demand-Response	
I.2.1.2.1. Peak shaving	
I.2.1.2.2. Power levelling	
I.2.1.3. Interazioni con il sottosistema termico	
I.2.1.4 Strategie DoS per la gestione del cogeneratore	
I.2.2. Cenni sulla caratterizzazione del carico elettrico per mobilità elettrica;	
I.2.2.1. Il sistema di generazione dell'energia e la trazione elettrica	
I.2.2.2. Caratterizzazione probabilistica del carico dovuto alla ricarica dei veicoli elettrici	
I.3. Il mercato dell'energia ed i servizi ancillari resi da distretti energetici ed edifici a gestione energetica integrata	
I.3.1. I servizi ancillari resi da edifici a gestione energetica integrata e nei sistemi di distribuzione	
I.3.1.1. Tipologie di servizi ancillari	
I.3.1.2. Load Following: vantaggi offerti dai sistemi di accumulo	
I.3.2. Il tracciamento dei flussi di potenza come strumento per la caratterizzazione economica delle transazioni energetiche	
Conclusioni	32
Riferimenti bibliografici	33

Introduzione

Nella prima fase delle attività, sono stati caratterizzati i modelli a cui fare riferimento per i calcoli relativi alla parte elettrica per consentire una simulazione integrata assieme agli aspetti termici di un distretto energetico.

Le figure 1.1 e 1.2 offrono una rappresentazione sintetica del lavoro che è stato svolto in questo accordo di collaborazione. La rappresentazione grafica non vuole essere esaustiva, ma delinea la complessità dell'argomento ed i possibili sviluppi scientifici che da esso possono derivare. Il modello messo a punto potrà, infatti, essere l'elemento centrale per la valutazione di funzioni obiettivo e vincoli in problemi di gestione integrata delle risorse energetiche che la figura non mette in evidenza. Tale classe di problemi di gestione ottimizzata di tipo locale o integrata, che comprendono i sottosistemi elettrico e termico, potrà essere ottimizzata con metodi di tipo deterministico o euristico in relazione alla tipologia di funzioni obiettivo, vincoli e variabili di ottimizzazione.

La figura 1.1 mostra l'architettura complessiva del sistema integrato, evidenziando ingressi ed uscite e mettendo in risalto la necessità di scambio di informazioni *run-time*. Tale esigenza esiste giacché alcune grandezze di controllo si adeguano ai profili di carico energetico (termico e/o elettrico) in ciascun intervallo di tempo elementare.

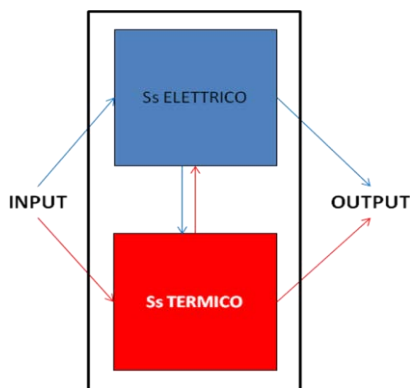


Figura 1.1 – Schema a blocchi della piattaforma integrata

La figura 1.2 mostra invece il sottosistema (Ss) elettrico ed evidenzia la necessaria definizione di modelli e strategie. Il riquadro con sfondo più scuro in figura si riferisce alla implementazione del 'tool' di simulazione del sottosistema elettrico oggetto del presente accordo di collaborazione. Focalizzando l'attenzione sulle caratteristiche del sottosistema elettrico, si possono fornire le seguenti definizioni. Per strategie *Distributed energy resources On Site*, **DoS**, si intendono quelle azioni che mirano ad ottimizzare la **produzione** locale di energia elettrica. Per quanto riguarda il carico elettrico invece, le azioni di controllo vengono indicate con il termine *Demand Side Management*, **DSM**, quando esse mirano a ridurre i consumi energetici; con il termine *Demand Response*, **DR**, quando esse mirano a ridurre il picco del carico ed a modificare la forma del diagramma di carico in relazione a segnali di prezzo.

Gli ingressi controllabili delle fonti di energia o di alcuni sistemi che interagiscono ed espletano i propri effetti diretti o indiretti tanto sul sottosistema termico che sul sottosistema elettrico - come lo stato dei sistemi di accumulo o lo stato dei cogeneratori e delle pompe di calore - possono essere tanto oggetto di ottimizzazione integrata centralizzata che di strategie di tipo locale (DoS, DR o DSM), più circoscritte.

Occorre mettere, inoltre, in evidenza che la formulazione dei problemi di gestione ottimizzata è fortemente legata alla presenza di uno o più attori del mercato dell'energia.

Nell'ottimizzazione, sia eseguita a livello locale che a livello centralizzato, infatti, gli obiettivi esprimono numericamente l'interesse di ciascuno. Il gestore dei servizi di distribuzione elettrica (DSO - *Distribution System Operator*) ad esempio ha l'obiettivo di mantenere correttamente in esercizio il sistema potendo richiedere l'erogazione di così detti 'servizi ancillari' ad aggregati di carichi, generatori o sistemi di

accumulo; a fronte di tale erogazione verrebbe corrisposto un compenso economico. I servizi ancillari si riferiscono quindi a servizi di rete di regolazione della frequenza o della tensione o ancora al servizio di *'load following'*. Il soggetto che possiede i sistemi di generazione, invece, ha interesse che i carichi si presentino con un profilo quanto più piatto possibile e dunque incentiva, attraverso adeguati sistemi di tariffazione (tariffa bioraria ad esempio), l'utilizzazione di apparecchiature elettriche nelle ore di basso carico (off-peak). Qualora vi sia un unico attore proprietario di fonti di generazione, di carichi e della stessa rete di distribuzione (allacciamento con cabina privata), allora si potrà svolgere una ottimizzazione integrata e centralizzata considerando come variabili di ottimizzazione tutti gli elementi controllabili. Gli obiettivi in questo caso potranno essere la minimizzazione delle perdite Joule, la riduzione delle emissioni e la massimizzazione del profitto rispettando determinate condizioni contrattuali al nodo di saldo [1].

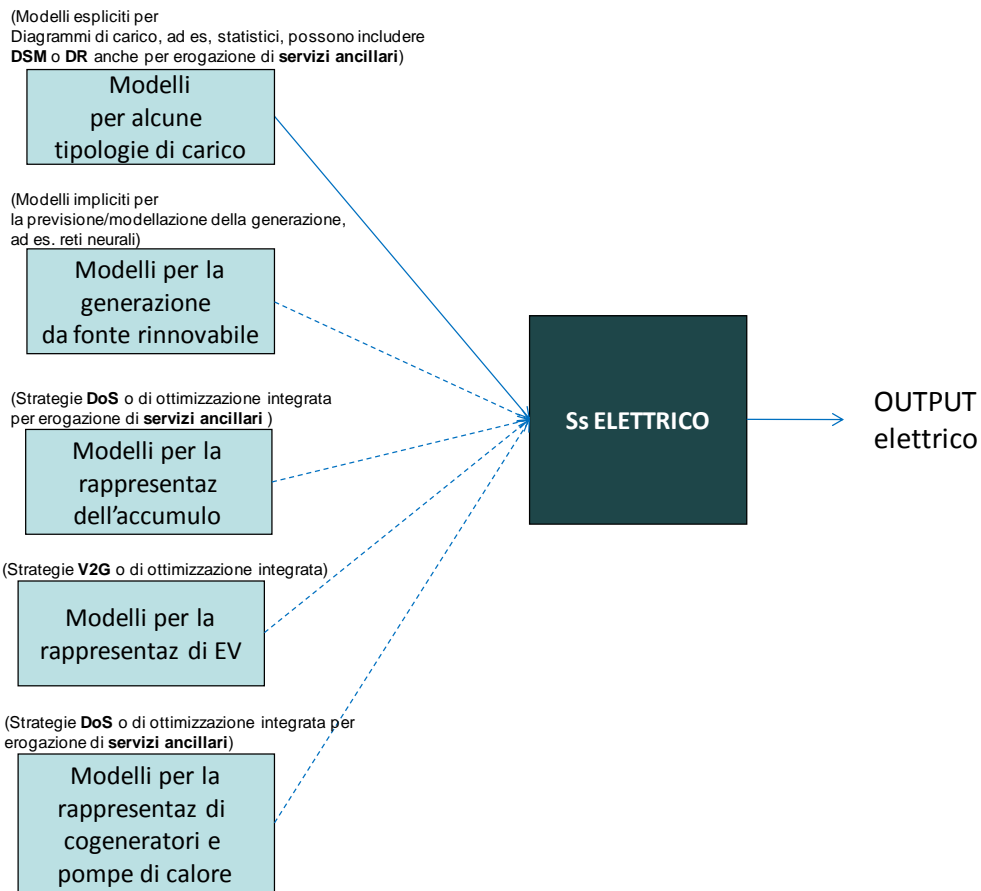


Figura 1.2 – Schema a blocchi del sottosistema elettrico

Nell’ambito di questo accordo di collaborazione, l’attenzione viene prevalentemente focalizzata sugli aspetti che riguardano la modellazione ed in misura minore quelli che riguardano la gestione. Pertanto, nella simulazione del sottosistema elettrico, si potranno tenere in conto, in modo probabilistico, carichi o sorgenti che implementano strategie DoS o DR. In questo ultimo caso, vi sarà anche maggiore incertezza giacché i profili di carico/generazione sono in generale mediati dal comportamento umano.

Infine, nella figura 1.2, con il termine *'output elettrico'* ci si riferisce alla valutazione delle perdite per effetto Joule e delle cadute di tensione o altri parametri dipendenti in regime permanente dalle condizioni di esercizio della rete.

I.1. Identificazione del modello di rete adeguato per la rappresentazione del sistema elettrico a servizio di un distretto energetico

I.1.1.2. Modello circuitale della linea di distribuzione

Gli schemi elettrici che permettono di modellare le reti elettriche [2] si differenziano a seconda del tipo di linea preso in considerazione e a seconda delle condizioni di funzionamento che si intende rappresentare. Un tratto elementare di lunghezza unitaria (dx) di una linea trifase, per simmetria riconducibile a uno schema monofase, può essere rappresentato con un doppio bipolo descritto dalle quattro costanti fondamentali che modellano i fenomeni elettromagnetici che accompagnano il trasporto di energia, come rappresentato nella figura 1.3 che segue.

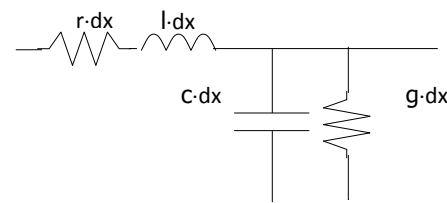


Figura 1.3 – Doppio bipolo schematizzante un tratto elementare fase-neutro di linea

In figura si è indicato con:

- r : la resistenza longitudinale [Ω/km], che dipende dalla resistività propria dei materiali utilizzati per la realizzazione dei conduttori della linea e dalla temperatura cui tale materiale si trova a lavorare;
- l : l'induttanza di servizio [H/km], che tiene in conto degli effetti sia del fenomeno di autoinduzione sia di quello di mutua induzione dovuto alle correnti negli altri conduttori di fase.
- g : la conduttanza trasversale [S/km], che tiene conto dei fenomeni dissipativi che si verificano nel dielettrico interposto tra i conduttori;
- c : la capacità di servizio [F/km], che correla la corrente di spostamento (capacitiva) che lo interessa e la tensione di fase cui esso è sottoposto.

La determinazione delle costanti fondamentali nel caso di linee elettriche aeree può essere condotta attraverso semplici considerazioni che tengano conto della configurazione geometrica del sistema elettrico. Nel caso di linee realizzate in cavo, a causa della più complessa configurazione geometrica del sistema, e per la diversa natura del dielettrico, queste sono determinate sulla base di opportune prove sperimentali eseguite in laboratorio su spezzoni di cavo, i cui esiti sono riportati sui cataloghi.

Per effetto dei fenomeni elettromagnetici che accompagnano il trasporto di energia, in regime variabile le tensioni "tra" e le correnti "nei" conduttori variano in funzione del tempo e dello spazio: in un determinato istante tensioni e correnti possono avere valori diversi nelle diverse sezioni della linea. Il modello elettrico della linea, a parametri distribuiti, è quindi costituito dalla successione in cascata di quadripoli elementari del tipo riportati in figura 1.3, e descritto da un sistema di due equazioni differenziali (funzione della coordinata spaziale x e di quella temporale t) che legano tra loro il valore della tensione e il valore della corrente in ogni punto della linea. Integrato con le adeguate condizioni al contorno (correnti o tensioni alla partenza/arrivo della linea), consente di ottenere i valori della tensione e della corrente in ogni punto della linea note che siano le condizioni al contorno scelte. Se la lunghezza totale della linea non è eccessiva (alla frequenza di rete di 50 Hz ciò può ritenersi valido per lunghezze inferiori a qualche centinaio di chilometri), è possibile ricorrere ad un modello a parametri concentrati, determinabile direttamente a partire dalle costanti fondamentali e dalla lunghezza complessiva della linea, ottenuto concentrando i rami derivati all'inizio e alla fine della linea e considerando la serie delle induttanze e delle resistenze riferite alla

lunghezza totale L_T della linea. Per linee di distribuzione, le cui lunghezze non superano qualche chilometro, l'approssimazione risulta ottima. E', quindi, il modello circuitale a parametri concentrati normalmente impiegato per rappresentare le linee di distribuzione in MT, che siano linee aeree o in cavo. Se i livelli di tensione non sono elevati, i parametri trasversali possono essere trascurati e il modello a parametri concentrati si semplifica ulteriormente.

Lo schema circuitale della linea trifase, per tratte di linea MT, cui si fa riferimento per la schematizzazione delle linee di distribuzione oggetto dello studio condotto nel presente Accordo di collaborazione, è rappresentato in figura 1.4.

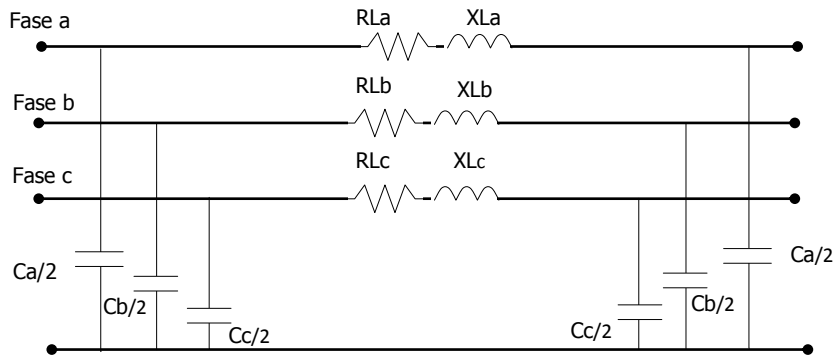


Figura 1.4 – Modello circuitale equivalente a parametri concentrati di una linea aerea trifase in media tensione.

Nella figura, sono rappresentate la resistenza $RL_{a,b,c}$, la reattanza longitudinale $XL_{a,b,c}$ e la capacità trasversale Ca,b,c di ciascuna fase della linea, riferite alla lunghezza complessiva della linea. Il modello si presta a rappresentare tanto le linee aeree quanto le linee in cavo, una volta definiti gli opportuni valori dei parametri di linea ivi rappresentati.

1.1.2. La risoluzione del problema del calcolo dei flussi di potenza;

La determinazione del transito dei flussi di potenza (*load flow analysis*) nelle reti elettriche consente di individuare la condizione di esercizio e lo stato operativo del sistema, e rappresenta quindi un passo fondamentale per la risoluzione di problemi di progettazione/dimensionamento o gestione ottima della reti. L'obiettivo è quello di calcolare le tensioni (in modulo e fase) in tutti i nodi della rete, per data configurazione del sistema elettrico, una volta note le potenze generate e le richieste di carico, in modo da risalire alla corrente che interessa i collegamenti tra i vari nodi e quindi alla potenza attiva e reattiva che vi transita. Il problema può quindi essere ricondotto ad un sistema di equazioni del tipo delle (1.1), scritte per gli n nodi della rete.

$$P_i = G_{ii} V_i^2 + \sum_{j=1}^{Ki} V_i V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j))$$

$$Q_i = -B_{ii} V_i^2 + \sum_{j=1}^{Ki} V_i V_j (-B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (1.1)$$

Le (1.1) sono funzione dei parametri di linea ($Y_{ij}=G_{ij}+jB_{ij}$ è il generico elemento della matrice delle ammettenze della rete) e delle variabili di nodo: tensione in modulo e fase (V, δ), potenza attiva e reattiva iniettate (P, Q); di queste, alcune sono note, altre sono incognite, in dipendenza dal tipo di nodo cui l'equazione è associata. Una caratterizzazione dei nodi è riportata nel paragrafo che segue.

1.1.2.1. Nodi PV, PQ, V δ

Tradizionalmente i nodi di una rete sono divisi in tre categorie:

- a. nodi a tensione controllata (o nodi **PV**),
- b. nodi carico (o nodi **PQ**)
- c. nodi di saldo (o nodi **V δ**).

I *nodi a tensione controllata* vengono eserciti a tensione imposta. Generalmente sono nodi in cui sono connessi generatori tradizionali, impianti di cogenerazione o di generazione da rinnovabile, forniti di sistemi di regolazione che adeguano la generazione alla variazione di carico, in modo da mantenere la ampiezza della tensione ad un valore prefissato e la potenza attiva iniettata costante. Per essi sono dunque noti i valori V e P , mentre le grandezze Q e δ , incognite, dipendono dalla interazione con il resto della rete.

I *nodi di carico*, sono nodi in cui la quantità di potenza attiva e reattiva iniettata/assorbita dall'esterno è costante. Per tali nodi le grandezze P e Q sono dunque grandezze note, mentre nessuna informazione si ha sulla tensione. Generalmente sono i nodi utilizzatori, per i quali si adotta un modello approssimato nel quale le potenze impegnate rappresentano grandezze prefissate e costanti al variare della tensione. In alcuni casi anche i nodi in cui sono collegati generatori possono essere trattati come nodi PQ, ad esempio se il regolatore di tensione fornisce potenza reattiva costante (lasciando svincolata la tensione) oppure nei casi in cui le richieste di potenza reattiva superano i limiti di *capability* del generatore (nel caso di generatori sincroni) e pertanto il valore di Q fornito viene impostato sul limite della macchina e la tensione diviene libera di variare. I *nodi di saldo* (nodi slack) sono caratterizzati dalla tensione costante, in ampiezza e fase. Solitamente viene scelto nel sistema un nodo di saldo in cui la fase della tensione viene presa come riferimento rispetto alla quale valutare quella delle altre grandezze fasoriali. Poiché le grandezze P e Q sono libere, il nodo (o eventualmente i nodi) di saldo della rete consente di effettuare il bilancio delle potenze attive e reattive di tutta la rete: i valori delle potenze dipenderanno dalle potenze erogate e assorbite dagli altri nodi della rete e dalle perdite.

Tab. 1.1- Set di grandezze note e incognite

Tipo di nodo	Incognite	Grandezze note
a	Q, δ	P, V
b	V, δ	P, Q
c	P, Q	V, δ

1.1.2.2. Impostazione del problema del load flow

In una rete con N nodi, tenendo presente il set di grandezze note e di incognite, vedi Tab.1.1, rimangono ignote modulo e fase della tensione per gli N_{PV} nodi di tipo PV e fase della tensione per gli N_{PQ} nodi di tipo PQ: si hanno dunque $2xN_{PQ}+N_{PV}$ incognite. Per i nodi PQ è possibile scrivere una equazione di bilancio di potenza del tipo (1.1) sia per la potenza attiva che per la potenza reattiva; per i nodi di tipo PV le equazioni (1.1) possono essere impiegate solo con riferimento alla potenza attiva.

Il sistema dunque presenta un numero di equazioni pari al numero di incognite.

Il problema è descritto attraverso un sistema non lineare di equazioni, di dimensione compresa tra N e $2*N-1$, per la cui soluzione ci si avvale di tecniche iterative di calcolo, che conducono a risultati sufficientemente accurati in tempi abbastanza ridotti anche per sistemi di dimensioni ragguardevoli.

Nei nodi di saldo, le iniezioni di potenza attiva e reattiva possono essere dedotte sempre dalle (1.1), una volta che il sistema di equazioni è risolto e tutte le altre variabili di stato sono note. Una volta noti i valori delle $2xN_{PQ}+N_{PV}$ tensioni in tutti i rami, risulta infine ovvia la determinazione dei flussi di corrente e quindi

di potenza attiva e reattiva in tutti i rami, i valori delle potenze reattive erogate (o assorbite) dai nodi di generazione, i valori delle perdite di potenza attiva e reattiva in ogni ramo e di conseguenza in tutta la rete. Se si considera un sistema non equilibrato, occorre triplicare il numero di equazioni ed il numero di variabili del sistema si triplica divenendo $3 \cdot (2 \cdot N_{PQ} + N_{PV})$.

1.1.2.3. Algoritmi di calcolo: problematiche di precisione e convergenza

Gli algoritmi risolutivi più diffusamente impiegati per la risoluzione del problema del calcolo del *load flow*, sono

- Metodo di Newton Raphson (NR)
- Metodi di Gauss Siedel
- Metodo Backward Forward (BF)

Il metodo di soluzione del problema dei flussi di potenza basato sull'algoritmo di Gauss-Seidel [3] rappresenta una tecnica semplice, con un rapporto di convergenza lineare. L'inconveniente è dovuto al fatto che l'algoritmo è intrinsecamente lento, e richiede l'esecuzione di un numero di iterazioni e tempi di calcolo per iterazione crescente con il numero dei nodi della rete.

Il metodo di Newton-Raphson [3] è di fatto il più utilizzato. L'algoritmo richiede un tempo computazionale, per iterazione, crescente con il numero di nodi del sistema; inoltre il numero di iterazioni è indipendente dal numero di nodi ed ha una convergenza di tipo quadratico in rapporto al numero dei nodi della rete.

Il metodo di NR non è sensibile alla scelta del nodo di saldo ma è sensibile alla soluzione iniziale. Di contro, la valutazione dello Jacobiano ad ogni iterazione comporta uno sforzo computazionale ragguardevole soprattutto per i sistemi di grandi dimensioni. Il metodo prevede inoltre ad ogni iterazione la soluzione di un sistema lineare che richiede l'onerosa operazione di inversione di matrice; per questo spesso si sceglie di applicare altri metodi come quello della fattorizzazione della matrice e della soluzione per sostituzione successiva.

L'algoritmo Backward Forward presenta una complessità lineare crescente in rapporto al numero dei nodi della rete. Esso ha una precisione più ridotta rispetto i precedenti e presenta una certa complessità quando viene applicato a sistemi magliati e con nodi PV. L'ordine con cui si esplora l'albero costituito dalla rete resa radiale costituisce un elemento che influisce in modo deciso sulla precisione dell'algoritmo e sui tempi di calcolo.

Le dimensioni limitate dei sistemi che vengono esaminati nel contesto oggetto del presente studio conducono alla scelta dell'algoritmo di Newton Raphson, per il quale il maggiore inconveniente è rappresentato dai tempi di calcolo in presenza di un elevato numero di nodi.

1.2. Identificazione di rappresentazioni parametriche e di strumenti probabilistici per la rappresentazione del carico elettrico

1.2.1. Modelli per la rappresentazione del carico elettrico

Il diagramma di carico di una utenza è dato dalla sovrapposizione dei singoli diagrammi di carico dei suoi utilizzatori elettrici e dipende da numerosi fattori:

- il numero di occupanti dell'edificio;
- il periodo dell'anno (estivo/invernale) che determina un differente uso degli impianti di condizionamento/riscaldamento;
- il giorno della settimana considerato (lavorativo/non lavorativo) che influenza la probabilità di utilizzo di ogni carico elettrico;
- i differenti profili di assorbimento di uno stesso utilizzatore funzionante in modalità diverse (caso tipo di alcuni carichi domestici come la lavatrice, il forno elettrico, etc.)

Tutti i fattori sopra elencati sono fortemente variabili non solo da nazione a nazione, ma anche da edificio ad edificio e pertanto è stato necessario definire metodi specifici per la simulazione dei diagrammi di carico giornalieri delle diverse categorie di utenze. In [7]-[11] è stato ad esempio proposto un approccio del tipo *'bottom-up'* per la previsione del diagramma di carico giornaliero di utenze domestiche a partire dalla conoscenza dei fattori socioeconomici più rilevanti.

Numerose funzioni probabilistiche descrivono la stretta relazione esistente tra la domanda dei carichi residenziali e i fattori psicologici e comportamentali degli utilizzatori.

In questo quadro, per la rappresentazione del carico elettrico con diverse destinazioni si è scelto di utilizzare una metodologia basata sulla applicazione del metodo statistico Monte Carlo [12]. In particolare, in ambito domestico, dove l'utilizzo delle apparecchiature elettriche non è legata a cicli produttivi o ad orari di aperture/chiusura di uffici, la variabilità del diagramma di carico può essere maggiore. Tale approccio si rende infatti necessario, perché nelle diverse abitazioni – o anche nella stessa abitazione ma in diverse ore del giorno – si hanno diversi profili di utilizzazione delle apparecchiature elettriche (ad esempio: lavastoviglie, lavatrice, ...) e di altri carichi elettrici (illuminazione, tostapane, TV, ...). Quindi, al fine di caratterizzare in modo realistico l'assorbimento di potenza nei picchi di carico e le perdite date dalla simultanea attivazione di tutte le apparecchiature, è necessario utilizzare una caratterizzazione probabilistica. Tale caratterizzazione (ad esempio il profilo di utilizzazione o il numero di accensioni al giorno) può essere definita attraverso dati statistici o ricerche al fine di riprodurre in modo realistico le abitudini degli utilizzatori. In particolare, per valutare in modo preciso ed istantaneo il consumo e le perdite, è stato messo a punto il simulatore di una abitazione [12]. Tale simulatore può fornire dati numerici e consente di considerare diversi scenari (case con apparecchiature tradizionali o gestite secondo logiche *'market led'*, in grado di implementare azioni di controllo DR e DoS. Le uscite possono poi essere descritte sinteticamente da valori medi e deviazioni standard.

1.2.1.1. Caratterizzazione probabilistica del carico elettrico di tipo domestico

Il simulatore di una utilizzazione domestica messo a punto è in grado di valutare in ogni intervallo di tempo elementare, il fabbisogno elettrico dei carichi, la potenza istantanea assorbita, il consumo di energia e le perdite dentro l'abitazione. Al fine di ottenere una copertura statistica adeguata si sono eseguite 5000 iterazioni del metodo e si è considerata la media dei risultati ottenuti. Le abitazioni simulate sono di diverso tipo: popolare, medio, di lusso ed hanno determinate caratteristiche. Anche i carichi elettrici sono stati definiti facendo riferimento alle abitazioni più comuni. Il numero di stanze, il tipo di apparecchiature elettriche ed il consumo energetico sono connessi alla tipologia di abitazione considerata (popolare, media, di lusso).

L'appartamento medio tipo è costituito da: soggiorno; cucina; prima stanza da letto; seconda stanza da letto; primo servizio; secondo servizio e corridoio.

Si è riscontrato che le perdite per effetto Joule all'interno delle abitazioni si attestano sempre al di sotto del 1%; per tale motivo si ritiene di trascurare nelle valutazioni analitiche di tipo energetico i consumi per effetto Joule all'interno degli edifici [12]. Il sistema di alimentazione è monofase a 230 V e a frequenza industriale di 50 Hz. La stagionalità è stata considerata considerando l'impiego differente delle diverse apparecchiature (orario e modalità di utilizzo). E' stato così possibile identificare i diagrammi di carico tipo di utenze di tipo domestico di varie tipologie ed in vari periodi dell'anno, giungendo ad una caratterizzazione probabilistica che fornisce il valore medio della domanda di carico nell'intervallo di tempo elementare e deviazione standard (si veda in proposito la figura 1.5). Alcuni diagrammi di carico dell'utenza domestica, che vengono utilizzati nel secondo report dedicato alla implementazione di un modulo software per la simulazione di distretti energetici, sono stati ricavati utilizzando la metodologia indicata.

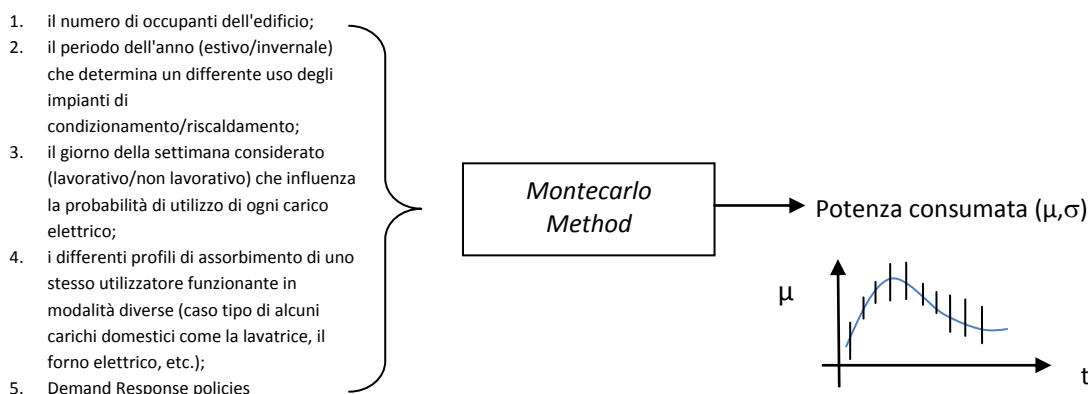


Fig. 1.5 – Rappresentazione sintetica del carico domestico

1.2.1.2. Tecniche di Demand-Response

Nel mix che caratterizza la generazione di energia, i diversi impianti di produzione giocano ruoli differenti sulla base della loro capacità di controllare la potenza prodotta in relazione al costo marginale di produzione [12]. La generazione da fonti rinnovabili non ha costo marginale di produzione e ha normalmente priorità di dispacciamento; altre tecnologie possono, invece, fornire l'energia necessaria a coprire la base del diagramma di carico. Questi sono tipicamente impianti con elevato costo impianto e basso costo di produzione (nucleare, grosse centrali termoelettriche). Durante il picco del carico, invece, si ricorre all'uso di unità di generazione con piccolo costo impianto ed elevato costo di produzione; esse sono turbine a gas di piccola taglia che rispondono rapidamente alle fluttuazioni del carico e possono essere inserite e disinserite facilmente. Ciò comporta un elevato costo di produzione della potenza di picco. Inoltre, tali unità di produzione sono inquinanti e poco efficienti perché non lavorano sempre nelle condizioni ottimali (alla potenza nominale). In questo contesto, le emissioni di gas serra sono destinate ad aumentare con la domanda di energia, a meno che non si orienti la domanda di carico in ore nelle quali non si riscontra il picco. Inoltre, la richiesta contemporanea di carico da più utilizzazioni contemporaneamente produce una più scarsa utilizzazione dei componenti di impianto. Infatti, oltre all'aggravio dovuto ad un maggior dimensionamento delle linee di alimentazione anche le perdite per effetto Joule subiscono un incremento non lineare. Il contenimento dei picchi di potenza può conseguirsi attraverso due tipologie di azioni di controllo: Tecniche *Distributed On Site* e di *Demand Response*.

Le prime si riferiscono alla possibilità di livellare il carico attraverso la gestione dei sistemi generazione distribuita, le seconde sono legate alla possibilità di gestire la domanda di carico attraverso politiche di incentivazione rivolta agli utilizzatori finali. Tradizionalmente, tali strategie prevedono l'esistenza di un controllore centrale che è in grado di ridurre, spegnere o differire l'assorbimento di potenza di alcune

utilizzazioni utilizzando relè e timer. Tali strategie possono comunque essere messe in atto solo su alcuni apparecchi che hanno una interfaccia per il controllo digitale (*digital appliances e smart plugs*).

L'interesse primario degli utenti residenziali è quello di ottenere un costo dell'energia ridotto; essi possono essere anche interessati ad ottenere obiettivi 'sociali' come la riduzione delle emissioni in atmosfera.

Per quanto riguarda il conseguimento del primo obiettivo, si possono realizzare due strategie di gestione:

- **Riduzione del picco del carico**, (*peak shaving*) al fine di utilizzare al meglio gli impianti a monte della utilizzazione, può coinvolgere più utenze. In questo caso il beneficio diretto è del distributore e delle società che gestiscono la produzione di energia elettrica che potranno praticare direttamente o indirettamente politiche di incentivazione nei confronti della clientela;
- **Livellamento della potenza** (*power levelling*), allo scopo di mantenere la richiesta di potenza al di sotto dei termini contrattuali, coinvolge solitamente la singola utenza. In questo caso, la gestione produce un beneficio diretto per il cliente.

A livello domestico, sarà quindi possibile implementare azioni di modulazione o di accensione/spengimento al fine di ottenere l'obiettivo desiderato. In presenza di azioni di controllo, ai fini della modellazione dei carichi attraverso il metodo di Montecarlo, sarà quindi sufficiente in relazione alle tariffe energetiche o della richiesta istantanea da parte dell'utenza impostare la modulazione o l'accensione/spengimento dei carichi in un orario differente da quanto sarebbe risultato dall'utilizzo della probabilità di accensione in assenza di azioni di controllo.

1.2.1.2.1. *Peak shaving*

Lo scopo delle azioni di *Peak shaving* è quello di ottenere un profilo di assorbimento energetico che sia quanto più piatto possibile a livello di agglomerati di carichi. In particolare, le tecniche di *Peak shaving* verranno orientate alla riduzione delle perdite Joule e delle emissioni di CO₂ per vasti agglomerati di carico. Ciò si può conseguire non consentendo a gruppi di carichi con uguale profilo di assorbimento di accendersi simultaneamente. Per conseguire questo obiettivo, occorre che il controllore domestico riceva indicazioni dal distributore, in relazione all'orario in cui si verificano i picchi di assorbimento o a direttive di più alto livello. Su alcune apparecchiature in grado di modificare il proprio ciclo di funzionamento è possibile applicare alcune azioni di controllo avanzato di modulazione del carico. Ad esempio, nel condizionamento degli ambienti, è possibile asservire l'accensione del compressore delle pompe di calore di un gruppo di utenze al raggiungimento di determinate condizioni climatiche interne.

1.2.1.2.2. *Power levelling*

Lo scopo delle azioni di controllo *Power levelling* è quello di ottenere un profilo di consumi quanto più piatto possibile per ciascuna abitazione, mantenendolo al di sotto di una data soglia. Tale soglia può essere fissata o variabile in modo dinamico. Il gestore dei carichi terrà conto di priorità e regole impostate dall'utente. Tali regole dovrebbero dare luogo ad una azione di spostamento del carico al fine di evitare per quanto possibile l'accensione simultanea di più apparecchiature elettriche. Un limite a tale livello di automazione può essere imposto dall'utente attraverso specifiche regole che vadano incontro a particolari esigenze. In realtà è difficile tenere in conto questi parametri nella modellazione giacché fanno riferimento al comportamento umano. Anche le azioni di *Power levelling* possono essere di tipo avanzato ed agire sui cicli di funzionamento delle apparecchiature. Nelle figure 1.6-1.9 sono rappresentati i diagrammi di carico di due utenze in assenza ed in presenza di azione di controllo di tipo *Peak shaving* in una giornata estiva ed in una giornata invernale.

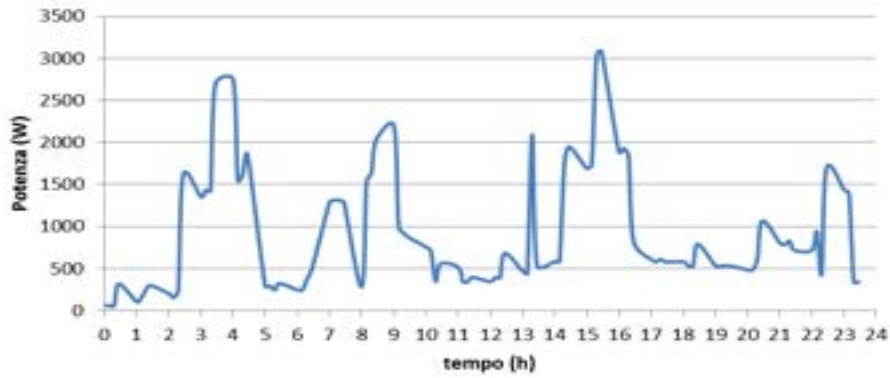


Figura 1.6 – Diagramma di carico in assenza di azioni di controllo di un'utenza residenziale in una giornata estiva.

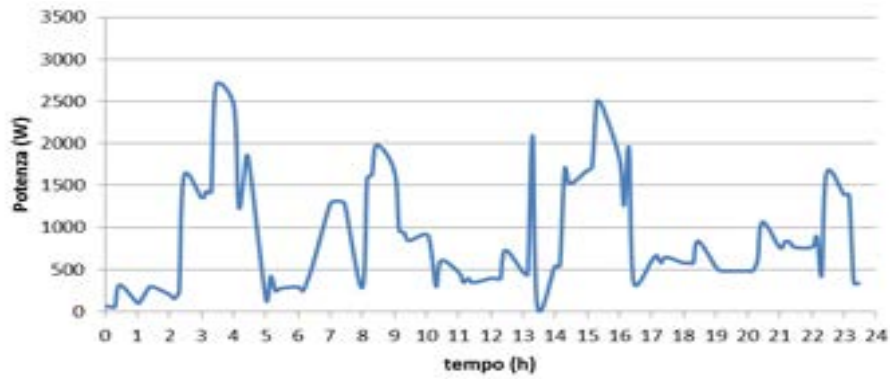


Figura 1.7 – Diagramma di carico in presenza di azioni di controllo 'peak shaving' di un'utenza residenziale in una giornata estiva.

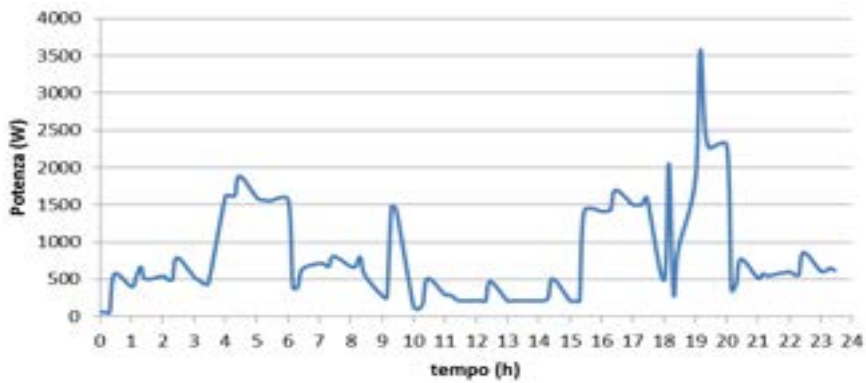


Figura 1.8 – Diagramma di carico in assenza di azioni di controllo di un'utenza residenziale in una giornata invernale.

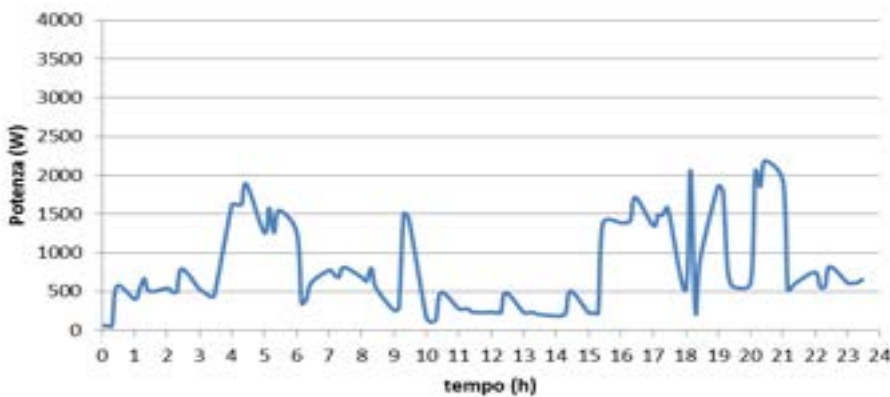


Figura 1.9 – Diagramma di carico in presenza di azioni di controllo 'peak shaving' di un'utenza residenziale in una giornata invernale.

1.2.1.3. Interazioni con il sottosistema termico

Le interazioni con il sottosistema termico si estrinsecano attraverso quei sistemi che possono fornire energia elettrica/termica. In tal senso, si parla di strategie DoS, ossia azioni di generazione di energia elettrica/termica nel luogo in cui questa verrà assorbita dall'utente finale al fine di ottenere una migliore performance del sistema di generazione/consumo di energia, con obiettivi che possono essere conseguiti da una elaborazione svolta localmente. Le strategie DoS possono coinvolgere:

- la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (ad esempio: sistemi Fotovoltaici) e non programmabili quando accoppiati a sistemi di accumulo dell'energia;
- la produzione di energia termica da caldaie a gas o scaldabagno elettrici, pompe di calore, pannelli solari, ...
- la produzione di energia elettrica e termica (cogeneratori).

La scelta dell'utilizzo di una installazione o un'altra modifica il diagramma di carico ed il picco di potenza che in esso si realizza. Di questa circostanza, infatti, si tiene conto nella piattaforma integrata oggetto di studio anche se non è ancora implementata la generazione di diagrammi di producibilità dei cogeneratori 'run-time' ad inseguimento elettrico in ogni intervallo di tempo elementare, coerentemente con quanto già sviluppato per il sottosistema termico. Tale procedura adeguerebbe il profilo di funzionamento del cogeneratore alle condizioni correnti nell'intervallo di tempo elementare di simulazione. Si veda in proposito nella figura 1.10 il blocco 'Modelli per la rappresentazione di cogeneratori e pompe di calore'.

La figura che segue rappresenta alcune variabili che influenzano *run-time* il funzionamento di tali apparecchiature di generazione di energia.

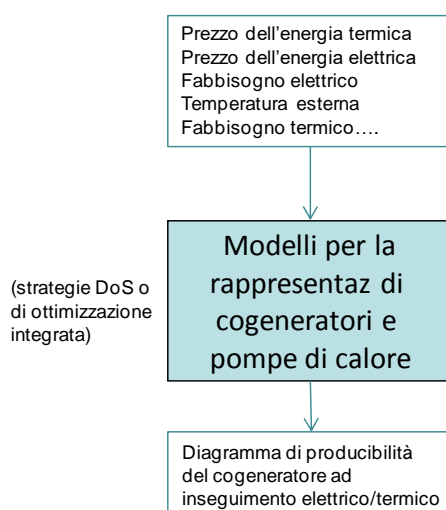


Figura 1.10 – Interazioni sottosistema elettrico – sottosistema termico

1.2.1.4 Strategie DoS per la gestione del cogeneratore

E' stato dimostrato che minimizzare la perdite Joule nei sistemi di distribuzione comporta anche una regolazione della tensione. I due obiettivi infatti sono concorrenti. Se quindi si cerca di ridurre le perdite per effetto Joule legate alla distribuzione dell'energia, si può anche conseguire una minimizzazione delle cadute di tensione presso gli utilizzatori terminali.

La relazione di conformità fra le perdite Joule e la varianza dei carichi sono legati alla topologia e sono provate nel caso di singolo feeder con carico di estremità. Tuttavia alcuni lavori scientifici mostrano che per topologie di rete semplici [13], come quelle che si riscontrano nei distretti energetici, il legame rimane valido. In tal modo, si potrebbe identificare la strategia di minime perdite per il dispacciamento del cogeneratore evitando il calcolo dei flussi di potenza necessario per valutare le perdite Joule.

Si può inizialmente considerare la relazione che esiste fra le perdite Joule e la varianza del carico. Minimizzare le perdite Joule di energia in un intervallo T equivale a minimizzare la varianza del diagramma di carico visto dal nodo di alimentazione principale se sono valide le seguenti condizioni:

- 1) il carico è proporzionale alla corrente, ossia la tensione si discosta poco dal valore nominale;
- 2) le perdite di energia sono proporzionali al valore medio del quadrato della corrente in ciascun istante.

Quanto detto è certamente vero se si tratta di un singolo feeder con carico di estremità, come già detto, per cui vale la relazione:

$$\text{perdite}_{\text{tot}} = \mu_I^2 R$$

e

$$\mu_{I^2} = \frac{\sum_{t=1, \dots, t_{\max}} I_t^2}{T}$$

ed R è una costante. Inoltre I_t è la corrente assorbita dal carico nell'istante t. In queste condizioni, è sufficiente minimizzare la varianza del carico definita come segue:

$$\sigma_{I^2} = \frac{\sum_{t=1, \dots, t_{\max}} (I_t - \mu_I)^2}{T}$$

Dove μ_I è il valore medio del carico nell'intervallo di tempo considerato definito come:

$$\mu_I = \frac{\sum_{t=1, \dots, t_{\max}} I_t}{T}$$

Infatti risulta:

$$\mu_{I^2} = \sigma_{I^2} + \mu_I^2 \quad (1.2)$$

Quindi si deduce che la minimizzazione della somma della varianza del carico visto dal nodo principale di alimentazione e del quadrato del valore medio del carico equivale alla minimizzazione delle perdite Joule. E' d'altra parte evidente che tale inseguimento comporta la massima riduzione conseguibile ed al limite l'azzeramento della potenza richiesta dal carico che fluisce attraverso il trasformatore di alimentazione.

Il semplice sviluppo analitico fin qui condotto consente di asserire che il funzionamento del cogeneratore a minime perdite in una rete di bassa tensione:

- coincide con l'inseguimento del carico elettrico della rete quando il cogeneratore è installato a monte di tutti i carichi elettrici e serve l'intero distretto energetico (inseguimento centralizzato);
- non coincide in generale con l'inseguimento del carico elettrico quando il cogeneratore è installato in un nodo di estremità (inseguimento locale).

Infatti, nel secondo caso il profilo delle tensioni si altera e non è più possibile individuare indicazioni utili al suo funzionamento, salvo quella di minimizzare localmente la richiesta di carico elettrico.

Le stesse considerazioni sviluppate per il cogeneratore possono essere svolte con riferimento alle batterie di accumulo quando queste vengono impiegate per le così dette regolazioni secondaria e terziaria, ossia per servizi di tipo energetico e non per la regolazione primaria della tensione.

In questo caso, poiché il valore medio del carico visto dal trasformatore principale è costante, nella (1.2) sarà sufficiente minimizzare la varianza del carico per conseguire l'esercizio a minime perdite. Nell'ipotesi

che le iniezioni di potenza delle batterie non comportino uno stravolgimento dei profili delle tensioni, cosa certamente valida se la batteria è collocata a monte di tutti i carichi elettrici, sarà sufficiente identificare il valore medio del carico e compensare le oscillazioni attorno a tale valore medio utilizzando delle batterie. La approssimazione di tale profilo nel modo migliore possibile compatibilmente con la fisica realizzabilità di tale comportamento sarà la soluzione di dispacciamento ideale a minime perdite.

1.2.2. Cenni sulla caratterizzazione del carico elettrico per mobilità elettrica

L'impatto della presenza della mobilità elettrica all'interno dei distretti energetici non può essere trascurato. Nella modellazione del carico elettrico il consumo di energia per la ricarica dei veicoli elettrici può infatti essere un elemento di significativa perturbazione dell'assorbimento del carico elettrico. Così come accade per il carico elettrico tradizionale per diverse utilizzazioni anche quello destinato alla mobilità elettrica è suscettibile ad adattamenti dovuti alla tariffazione (anche in questo caso si potrà parlare di Demand Response) per lo più per conseguire obiettivi di carattere tecnico (servizi ancillari, V2G, Vehicle To Grid) e soprattutto per dilazionare gli interventi per l'ampliamento della capacità di trasporto dei sistemi elettrici. Così come accade per la caratterizzazione delle utenze residenziali, anche in questo caso, la componente legata al comportamento umano è prevalente, pertanto la caratterizzazione del profilo di assorbimento dovuto alla ricarica dei veicoli elettrici dovrà essere fatta utilizzando una rappresentazione statistica secondo valori medi del picco di assorbimento e deviazione standard attorno a questo valore. Per ottenere questi valori sintetici, occorre però considerare i fattori che influenzano il modello che rappresenta la modalità di utilizzazione del veicolo elettrico.

I fattori che influenzano questa ultima sono diversi e riguardano diversi aspetti che coinvolgono l'inquadramento socio economico e quindi le abitudini delle persone che utilizzeranno i veicoli elettrici.

1.2.2.1. Il sistema di generazione dell'energia e la trazione elettrica

Il ruolo della tecnologia EV (*Electric Vehicles*) è dunque cruciale nella gestione efficiente dei sistemi elettrici purché questa possa essere utilmente coordinata con le esercizio della rete, attraverso la messa a disposizione di adeguati servizi ancillari (V2G).

All'aumentare della domanda di energia elettrica,

- 1) gli impianti esistenti dovranno incrementare la produzione di energia elettrica;
- 2) se la domanda di energia cresce ulteriormente occorrerà costruire nuovi impianti di generazione dell'energia.

Considerando il primo aspetto, la tecnologia a supporto dell'impianto chiamato a produrre più energia caratterizzerà sia l'incremento di emissioni che l'incremento del costo di produzione della potenza al picco. Il sistema di generazione risponderà ad una richiesta addizionale da veicoli elettrici utilizzando gli impianti che hanno il minor costo marginale nell'istante considerato. Comunque l'impatto specifico di domanda di carico addizionale da veicoli elettrici dipende fortemente dall'istante in cui avviene la ricarica. Ad esempio, se l'infrastruttura per la ricarica venisse implementata in modo efficiente (con controllo remoto per servizi ancillari), si potrebbero ridurre le emissioni di gas serra ed i costi spostando la ricarica in ore del giorno 'non di picco'. I sistemi *Vehicle-to-Grid* (V2G) potrebbero consentire alla rete di utilizzare l'energia accumulata nelle batterie per aiutare i distributori a compensare improvvise richieste di carico.

Questo ridurrebbe la necessità di impianti dedicati a coprire il picco del diagramma di carico, consentendo una utilizzazione migliore delle fonti rinnovabili nelle reti di distribuzione. Sulla base di studi recenti [12], nel breve termine (2020), l'energia richiesta per la ricarica di veicoli elettrici potrà essere soddisfatta dagli attuali impianti di produzione dell'energia elettrica e la domanda per la ricarica di veicoli elettrici non avrà un impatto economico significativo sugli investimenti nel settore energetico.

1.2.2. Caratterizzazione probabilistica del carico dovuto alla ricarica dei veicoli elettrici

Per valutare l'impatto della ricarica dei veicoli elettrici, occorre generare i diagrammi di carico ad essi associati e, come fatto per i diagrammi di carico elettrico, per quanto possibile, identificare dei diagrammi di carico tipo, caratterizzati da valore medio della potenza assorbita per ora e deviazione standard. Allo scopo di dedurre tali diagrammi di carico è possibile sviluppare una campagna di simulazioni utilizzando un modello probabilistico che tenga conto dei fattori di maggiore influenza. Il primo di questi è certamente la tecnologia di base, che condiziona la capacità di carica della batteria e l'andamento dell'assorbimento di potenza alla ricarica. Un secondo aspetto è quello che influenza l'orario nel quale inizia la ricarica e la utilizzazione che si fa del veicolo cosa che influenza il così detto State Of Charge (SOC) nell'istante in cui si avvia la ricarica [13].

1.3. Il mercato dell'energia ed i servizi ancillari resi da distretti energetici ed edifici a gestione energetica integrata

Perché la filosofia di gestione integrata dei distretti energetici possa trovare largo impiego è cruciale la definizione degli incentivi economici per i proprietari degli impianti e per le società distributrici a fronte dei servizi che tali sistemi possono offrire alla rete. Tali incentivi non potranno esistere finché non si creerà un vero e proprio mercato dei servizi che il distretto può offrire alla rete. Inoltre l'entità, in termini di potenza/energia coinvolta nei servizi, è generalmente modesta rispetto al servizio primario. Questo fatto introduce il problema della valorizzazione del servizio: infatti, è stato sperimentato che leggi di offerta basate sul solo costo per la produzione del servizio non sono sufficienti ad attivare un mercato nelle attuali condizioni di scarsità dell'offerta.

Lo sviluppo di un tale mercato richiede certamente modifiche sostanziali all'attuale assetto regolatorio anche se la recente normativa CEI 0-21 fornisce interessanti spunti per la rappresentazione di azioni di controllo della potenza reattiva per la regolazione della tensione. E' interessante però sottolineare che le azioni di controllo che tipicamente offrono 'servizi ancillari', così come le azioni di controllo prefigurate dalla norma CEI 0-21, si espletano in un intervallo di tempo largamente inferiore ai 10-15 minuti tipicamente considerati per le simulazioni in regime permanente, oggetto del presente accordo di collaborazione. Fra i servizi ancillari che possono invece essere espletati in tempi di 10-15 minuti, si mettono in evidenza:

- il servizio di 'load following' o 'load levelling' che consistono nell'inseguimento o nel livellamento del carico elettrico (in modalità *grid-connected*). Esso si basa sulle previsioni del carico elettrico che possono essere fatti in ciascuna finestra temporale;
- il servizio di riserva di potenza (in modalità *Island mode*)
- il servizio di back up (in modalità *Island mode*).

Nel primo caso, l'edificio/distretto che appartiene ad un sistema di distribuzione può svolgere una funzione di inseguimento del carico elettrico o di mitigazione dei picchi di carico; nel secondo e terzo caso, l'edificio/distretto possono essere eserciti in modo autonomo dalla rete.

Nel primo caso, inoltre, la modalità di esercizio del tipo *grid-connected* attraverso un adeguato controllo dei convertitori DC/AC presenti nella rete del distretto o di interfaccia con la rete, consente anche di compensare la potenza reattiva. I segnali di riferimento vengono forniti attraverso un controllore centrale.

Considerando intervalli di tempo dell'ordine di 10-15 minuti è possibile anche immaginare azioni di controllo delle fonti di energia elettrica che mantengano il sistema in condizioni operative di sicurezza, ossia con un margine di energia sufficiente a garantire un intervento di una certa ampiezza a fronte di possibili improvvise variazioni del carico o ancora che garantiscano il funzionamento in punti di lavoro sufficientemente robusti alle variazioni del carico o della iniezione di potenza dalle sorgenti di generazione

da fonte rinnovabile. Questi servizi possono avere effetti benefici sul mercato, provocando un contenimento dei prezzi.

Il sistema di potenza del futuro comprenderà **le risorse energetiche distribuite** ed **il mercato dei servizi ancillari**. I prezzi per l'energia e per i servizi ancillari potrebbero cambiare su scala oraria o anche sub-oraria per riflettere la situazione corrente del sistema. Se il sistema dovesse entrare in condizioni di stress, i prezzi potrebbero salire consentendo di ristabilire condizioni operative di sicurezza.

In questo contesto, le microreti ed i distretti energetici potrebbero quindi supportare il mercato fornendo energia a basso costo. Esse potranno anche fornire servizi ancillari alla rete, rispondere ai segnali di prezzo oppure essere protetti dalle variazioni dei prezzi da opportuni contratti bilaterali.

Esistono e sono disponibili tool di supporto alla gestione energetica dei distretti energetici (Energy Management Systems) che fanno riferimento alle seguenti caratteristiche:

- rendimento delle microturbine;
- domanda di energia elettrica e termica ora per ora;
- previsioni meteorologiche;
- valutazioni sull'inquinamento atmosferico.

Ciò che invece si può fare, grazie allo strumento di simulazione messo a punto è la **ottimizzazione contestuale ed adattativa** delle risorse energetiche che afferiscono ai due sottosistemi al fine di conseguire obiettivi legati ad alcuni servizi ancillari oltre che obiettivi generali legati al miglioramento della efficienza energetica, contenimento dei consumi ed abbattimento delle emissioni. La figura 1.11 mostra lo schema di ottimizzazione integrata.

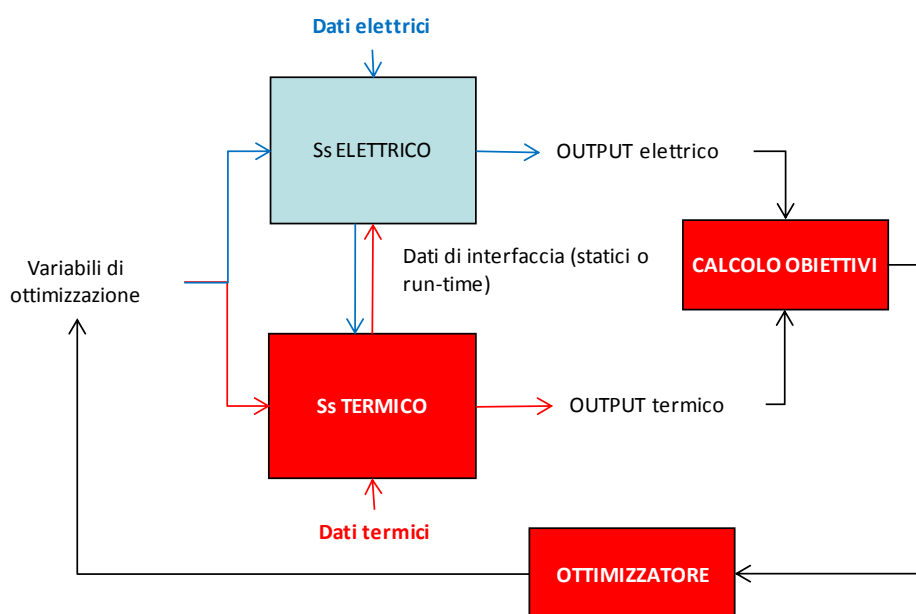


Figura 1.11 – Ottimizzazione integrata delle risorse energetiche in un distretto energetico

1.3.1. I servizi ancillari resi da edifici a gestione energetica integrata e nei sistemi di distribuzione

Nei distretti energetici, la gestione delle risorse energetiche distribuite può essere eseguita:

- su fonti di energia di tipo dispacciabile come cogeneratori, microturbine e sistemi di accumulo anche a servizio di veicoli elettrici (strategie V2G);
- sui carichi.

Sulla base degli obiettivi che si vogliono conseguire e dei soggetti che espletano il controllo, la gestione ottimale può avere obiettivi diversi.

Il caso in cui la gestione venga svolta dal distributore, è rappresentata in un precedente studio [1], dove si ricerca la configurazione dei carichi (agendo sugli orari di accensione delle utilizzazioni), dei set-point dei generatori o degli inverter di interfaccia per la quale si hanno minime perdite per effetto Joule, minime emissioni di CO₂ e minimo costo di produzione, ossia obiettivi tecnici ed economici (**System Led** e **Market Led**).

Il caso a cui si rivolge non esaustivamente questo studio è quello di un sistema che ha consumi di tipo elettrico e termico che possono essere gestiti da un unico soggetto.

Il sistema è del tipo multi-edificio. Esso ha quindi una piccola rete di distribuzione in MT ed in BT interna. In questo caso, sarà interessante valutare le interazioni fra i due sistemi termico ed elettrico indagando come la gestione dei componenti di interfaccia fra i due sistemi (cogeneratori e chiller) incide sul conseguimento degli obiettivi interni ed esterni di gestione energetica integrata.

Attraverso il software di simulazione del sistema integrato, si potranno valutare diversi scenari di ottimizzazione in modo da:

- 1) minimizzare le perdite per effetto joule interne al distretto (cogeneratore gestito ad inseguimento elettrico);
- 2) massimizzare il profitto dall'acquisto/vendita di energia elettrica e termica;
- 3) minimizzare gli scostamenti della tensione dei nodi dai valori programmati;
- 4) garantire una adeguata riserva di energia per la regolazione in modalità *Island mode*;
- 5) minimizzare l'inquinamento atmosferico prodotto dal distretto.

Alcuni effetti sulla rete elettrica di alcuni servizi ancillari svolti dai distretti energetici o da edifici a gestione energetica integrata potranno essere valutati utilizzando il software di simulazione integrata messo a punto. Immaginando alcuni regimi di esercizio e quindi alcune tipologie di interazione tecnico-economica fra il gestore della rete ed il distretto energetico si potrà gestire quest'ultimo imponendo vincoli sul transito di potenza attraverso il punto di consegna dell'energia, cosa che si traduce in un vincolo di eguaglianza o disequaglianza nella formulazione del problema di ottimizzazione sopra brevemente delineato.

Altri vincoli possono riguardare il livello di tensione nel punto di consegna e conseguentemente ancora una volta la potenza che da esso può essere assorbita.

Se il distretto contiene sorgenti di energia e sistemi di accumulo, essi potranno essere opportunamente coordinati per offrire adeguati servizi ancillari al sistema di distribuzione a monte.

1.3.1.1. Tipologie di servizi ancillari

I principali servizi ancillari come già detto possono essere offerti ad esempio da nodi 'intelligenti' ossia nodi di produzione/carico che offrano un profilo di carico modificabile nel corso delle ore.

Nelle reti di distribuzione, i nodi maggiormente utilizzati per offrire servizi ancillari sono i sistemi di accumulo dell'energia che possono efficacemente offrire un servizio di inseguimento del carico come verrà descritto nei paragrafi che seguono. Lo stoccaggio di energia elettrica può essere infatti utilizzato per accumulare l'energia in eccesso, generata nelle ore di basso carico e riversarla in rete nelle ore di punta. Questa applicazione offre notevoli vantaggi al sistema elettrico, tra cui una ridotta necessità di generazione di picco ed un supporto alle reti di distribuzione. All'interno della rete di distribuzione, lo stoccaggio di energia, inoltre, è in grado di fornire servizi ancillari di importanza critica, tra cui frequency regulation,

voltage support , load following, migliorandone così la stabilità e l'affidabilità soprattutto se viene richiesto un esercizio in configurazione isolata.

I sistemi di accumulo possono essere suddivisi in due categorie, in relazione alla loro durata di scarica :

- sistemi di accumulo con autonomia di alcune ore;
- sistemi di accumulo con autonomia dell'ordine dei minuti.

E, conseguentemente, è possibile parlare di applicazioni in potenza ed in energia. Attualmente, i volani ed alcuni tipi di batterie, in grado di erogare piccole quantità di energia, possono essere utilizzati, ad esempio, per la regolazione della frequenza; altre tecnologie di stoccaggio dell'energia, in grado di fornire fino ad alcune ore di autonomia energetica, possono essere utilizzate per fornire il servizio di load following all'interno delle reti a servizio dei distretti energetici.

1.3.1.2. Load Following: vantaggi offerti dai sistemi di accumulo

Load following (inseguimento del carico) è uno dei servizi ancillari necessari al funzionamento della rete elettrica. A causa dello scostamento tra la potenza prodotta e quella richiesta dal carico si possono verificare, come è noto, delle variazioni della frequenza di rete rispetto al suo valore nominale, che sono tanto maggiori quanto più elevato è lo scarto tra i due valori di potenza. Pertanto, è necessario variare la potenza generata in ogni istante, in modo da seguire la potenza richiesta dal carico.

I servizi di inseguimento del carico si possono suddividere in due tipologie [14]:

- *load following up*, in cui è necessario aumentare la potenza generata per far fronte ad un incremento del carico (solitamente ciò accade nelle ore diurne);
- *load following down*, in cui è necessario ridurre la potenza generata per far fronte ad un decremento del carico (solitamente ciò accade nelle ore notturne).

Tali modalità di funzionamento sono evidenziate in figura 1.12.

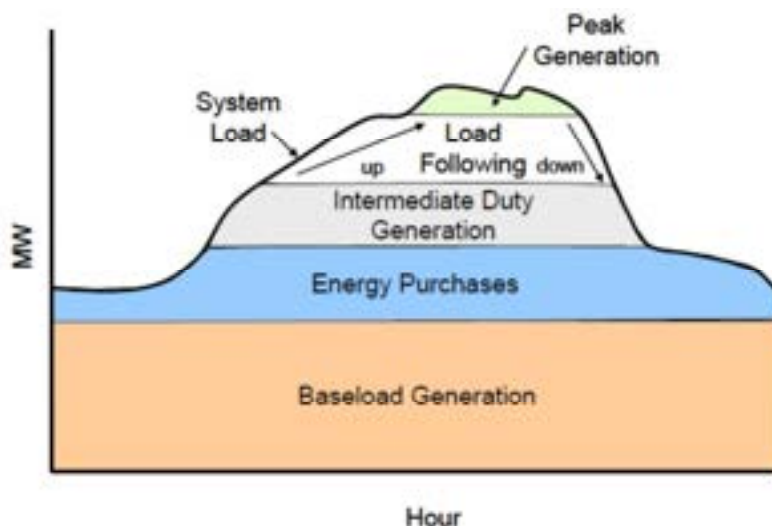


Fig. 1.12 Modalità di funzionamento del servizio Load Following

L'accumulo è un'ottima soluzione per migliorare il servizio di *load following* per svariate ragioni:

- la maggior parte dei sistemi di accumulo possono lavorare con livelli di output parziali senza apprezzabili variazioni di rendimento;

- sono in grado di rispondere molto velocemente (soprattutto se confrontati con i sistemi classici di generazione) e possono essere usati sia nel caso di aumento di carico che nel caso di una diminuzione dello stesso.

L'accumulo usato per applicazioni di *load following* deve possedere caratteristiche di elevata affidabilità ed è spesso associato a sistemi di controllo automatico della generazione (AGC - *Automated Generation Control*). La durata di scarica è compresa tra le 2 e le 4 ore.

Se l'accumulo viene utilizzato per fornire anche servizi di *electric supply capacity*, la ricarica della batteria potrà avvenire di notte, proprio quando le richieste di carico diminuiscono. Così facendo, gli intervalli di carica e scarica della batteria per ambedue le applicazioni coincidono, per cui lo stesso sistema di accumulo potrà, contemporaneamente, essere utilizzato per svolgere entrambi i servizi ottenendo, pertanto, un beneficio complessivo maggiore.

Nel seguito, si vuol riportare come esempio la possibilità, offerta dai sistemi di accumulo, di offrire sia servizi di *load following up* che di *load following down*. Inoltre, si vedrà in seguito, come lo stesso servizio di *load following up* può essere fornito o tramite un aumento della velocità di scarica (aumento della potenza erogata) o attraverso una riduzione della velocità di carica (riduzione della potenza erogata) dello stesso sistema di accumulo.

Viceversa, il servizio di *load following down* può essere fornito sia attraverso una riduzione della velocità di scarica della sorgente di accumulo, sia tramite un aumento della velocità di carica.

A. Load following up

Consideriamo l'esempio illustrato in figura 5.3. Esso mostra come un sistema di

Si inizia l'analisi mettendo in evidenza come, aumentando la velocità di scarica e/o diminuendo la velocità di carica di uno stesso sistema di accumulo, sia possibile fornire il servizio di *load following up*. Consideriamo l'esempio illustrato in figura 1.13. Esso mostra come un sistema di accumulo, di potenza nominale pari a 100 MW, è in grado di fornire due ore di *load following up* incrementando la velocità di scarica per la durata di un'ora.

Si può notare che, come possiamo vedere in figura, l'andamento incrementale del carico è evidenziato dalle barre di colore blu (Load Following). La velocità di scarica dell'accumulo (che

Come possiamo vedere in figura, l'andamento incrementale del carico è evidenziato dalle barre di colore blu (Load Following) (Storage Output) di scarica dell'accumulo (che aumenta all'aumentare del carico) è evidenziata, invece, dalle barre di colore giallo (Storage Output).

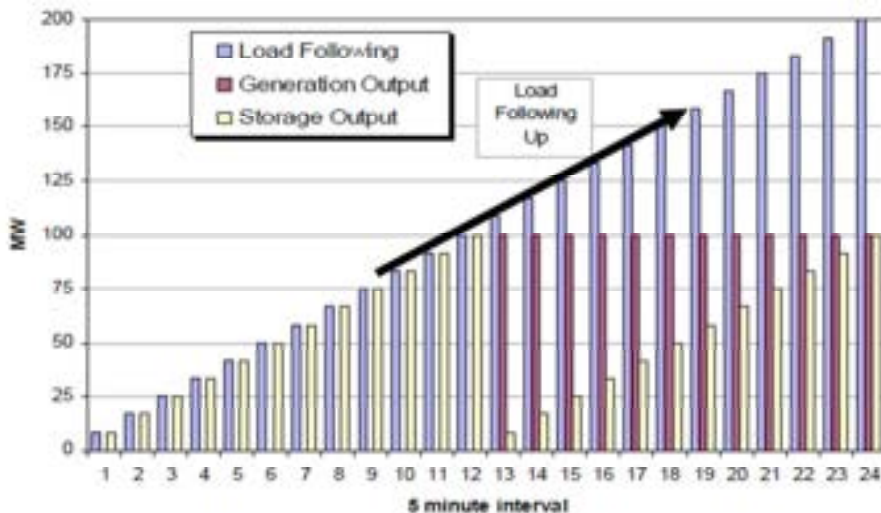


Figura 1.13- Servizio di *load following up* della durata di due ore - Utilizzo di un sistema di accumulo mediante incremento della velocità di scarica della durata di un'ora [15]

L'intervallo temporale è suddiviso in *range* di cinque minuti ciascuno; durante la prima ora l'accumulo viene fatto funzionare da generatore in modo da sopprimere l'aumento del carico. Come si nota, nell'intervallo in esame, l'incremento di carico viene completamente compensato dall'aumento di potenza del dispositivo di

accumulo; nell'ora successiva il sistema di accumulo non è più in grado di seguire l'andamento del diagramma di carico, poiché un ulteriore incremento della potenza generata determinerebbe condizioni di sovraccarico (a causa del superamento della

accumulo; nell'ora successiva il sistema di accumulo non è più in grado di seguire l'andamento del diagramma di carico, poiché un ulteriore incremento della potenza generata determinerebbe condizioni di sovraccarico (a causa del superamento della potenza nominale). Il Gestore di rete decide quindi di inserire, all'inizio della seconda ora, un blocco di generazione, con potenza nominale pari a 100 MW, il cui diagramma di produzione è evidenziato dalle barre di colore rosso (*Generation Output*).

Una volta inserito il gruppo di generazione che funziona a potenza costante pari alla nominale, il sistema di accumulo verrà utilizzato in modo da sopperire all'incremento del carico, con modalità identica a quella già descritta durante la prima ora di *load following up*.

Se si ipotizza un incremento di carico lineare anche durante la terza ora di funzionamento (intervallo non evidenziato in figura), lo stesso sistema di accumulo potrebbe essere utilizzato con due diverse modalità:

- aggiungendo un ulteriore blocco di generazione con potenza di picco pari a 100 MW e facendo funzionare il sistema di accumulo come nelle ore precedenti;
- aggiungendo un ulteriore blocco di generazione, di potenza nominale pari a 200 MW, (per un totale di 300 MW complessivi) e facendo funzionare stavolta il sistema di accumulo da carico, riducendo la potenza assorbita.

Così facendo, il servizio di *load following up* viene fornito attraverso una riduzione della velocità di carica dell'accumulo, come sarà meglio evidenziato più avanti.

Vediamo ora come lo stesso servizio di *load following up* può essere fornito decrementando la velocità di carica dell'accumulo. Si consideri l'esempio illustrato in figura 1.14, che mostra come un sistema di accumulo, di potenza nominale pari a 100 MW, è in grado di fornire due ore di *load following up* decrementando la velocità di carica per la durata di un'ora.

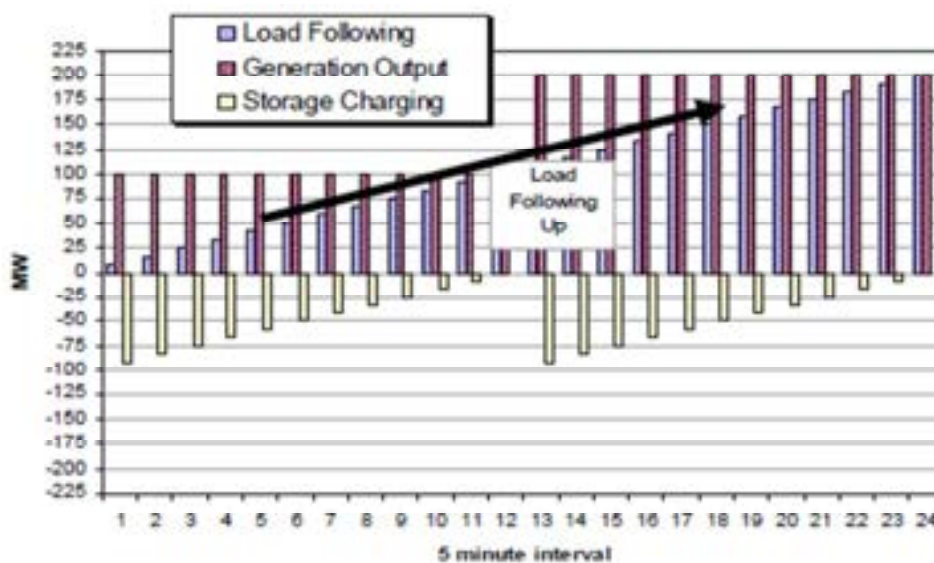


Figura 1.14- Servizio di load following up della durata di due ore - Utilizzo di un sistema di accumulo mediante decremento della velocità di carica della durata di un'ora [15]

La figura 1.14 evidenzia come, a fronte di un incremento lineare del carico (barre di colore blu), l'accumulo viene fatto funzionare da carico, riducendo il valore della potenza assorbita (barre di colore giallo). Stavolta, l'unità di produzione (100 MW) viene inserita già durante la prima ora di funzionamento, e durante la seconda ora ne viene aggiunta una seconda, sempre della potenza nominale di 100 MW (barre di colore rosso). Essendo la capacità di generazione superiore al carico richiesto, per compensare lo squilibrio l'unità di accumulo viene fatta funzionare da carico, stavolta riducendo la potenza assorbita, sia durante la prima che durante la seconda ora.

Se si ipotizza un incremento di carico lineare anche durante la terza ora di funzionamento (intervallo non evidenziato in figura), lo stesso sistema di accumulo potrebbe essere utilizzato con due diverse modalità:

- non aggiungendo nessun ulteriore blocco di generazione (la generazione convenzionale resta complessivamente pari a 200 MW) e facendo funzionare il sistema di accumulo da generatore, aumentando

la velocità di scarica in modo da compensare l'incremento di carico. Così facendo si conseguono due vantaggi:

- a) risparmio economico dovuto al mancato utilizzo di un'ulteriore unità di generazione;
- b) possibilità di sfruttare l'energia accumulata nelle ore notturne per rivenderla, durante le ore diurne, ad un prezzo sicuramente maggiore;
- aggiungendo ai blocchi di generazione esistenti (200 MW) un ulteriore blocco di generazione con potenza nominale pari a 100 MW.

In questo modo, essendo la capacità complessiva di generazione superiore al carico richiesto, per compensare lo squilibrio l'unità di accumulo dovrà funzionare da carico, riducendo la potenza assorbita durante tutta la terza ora.

B. Load following down

Finora è stato descritto il servizio di *load following up*; analizziamo adesso come l'accumulo è in grado di fornire il servizio di *load following down*.

Dimostriamo come, diminuendo la velocità di scarica e/o aumentando la velocità di carica di un sistema di accumulo, è possibile fornire il servizio di *load following down*.

Consideriamo l'esempio illustrato in figura 1.15.

Esso mostra come un sistema di accumulo, di potenza nominale pari a 100 MW, è in grado di fornire due ore di *load following down* decrementando la velocità di scarica per la durata di un'ora.

Come si può vedere in figura, la riduzione del carico è evidenziata dalle barre di colore blu (*load following*). La velocità di carica dell'accumulo (che diminuisce all'aumentare del carico) è evidenziata, al solito, dalle barre di colore giallo (*Storage Output*).

Durante la prima ora viene inserito da subito un blocco di generazione con potenza nominale pari a 100 MW, il cui diagramma di generazione è evidenziato dalle barre di colore rosso (*Generation Output*). Nel momento in cui inseriamo il blocco di generazione, la velocità di scarica dell'accumulo si ridurrà nella stessa misura in cui il carico diminuisce.

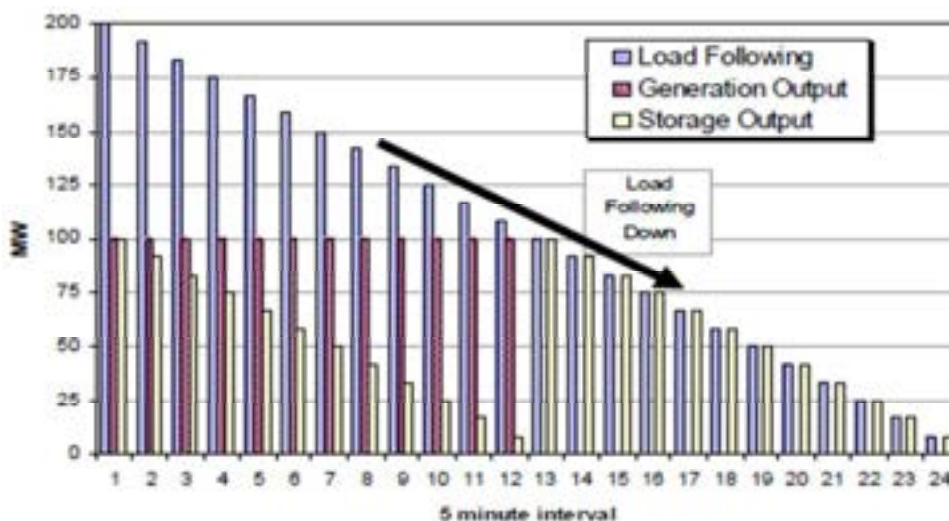


Figura 1.15 Servizio di *load following down* della durata di due ore - Utilizzo di un sistema di accumulo mediante decremento della velocità di scarica della durata di un'ora [10]

Analogamente a quanto già visto per il servizio di *load following up*, durante la seconda ora, è possibile adottare due distinte soluzioni:

disinserire il blocco di generazione con potenza di picco pari a 100 MW ed utilizzare solo l'accumulo per far fronte alla diminuzione del carico. In questo modo l'accumulo inizierà a scaricarsi ad una velocità che si riduce nella stessa misura in cui il carico diminuisce (si veda la figura 1.15); lasciare inserito il blocco di

generazione con potenza di picco pari a 100 MW, e far funzionare il sistema di accumulo da carico. Esso inizierà a caricarsi ad una velocità che aumenta nella stessa misura in cui il diagramma di carico diminuisce. Si è finora analizzato come regolando la velocità di scarica dell'accumulo è possibile fornire il servizio di *load following down*; ora si vedrà come, regolando la velocità di carica dell'accumulo, è possibile fornire questo tipo di servizio.

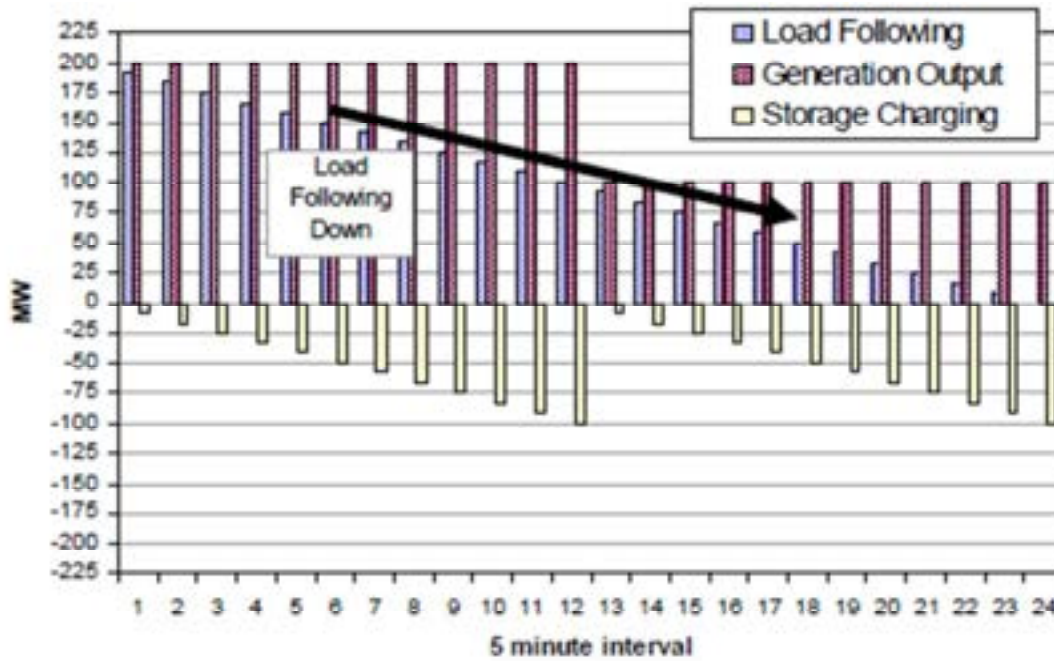


Figura 1.16 Servizio di load following down della durata di due ore - Utilizzo di un sistema di accumulo mediante aumento della velocità di carica della durata di un'ora [15]

La figura 1.16 evidenzia come, a fronte di un decremento lineare del carico, l'accumulo viene fatto funzionare da carico, aumentando il valore della potenza assorbita (barre di colore giallo). Stavolta, all'inizio della prima ora vengono inserite due unità di produzione (di 100 MW ciascuna), e durante la seconda ora ne viene disconnessa una. Essendo la capacità di generazione superiore al carico richiesto, per compensare lo squilibrio l'unità di accumulo viene fatta funzionare da carico, aumentando la potenza assorbita, sia durante la prima che durante la seconda ora. A conclusione del ragionamento fatto, è possibile affermare che uno stesso sistema di accumulo può essere utilizzato sia per offrire servizi di *load following up* che di *load following down*, facendolo funzionare o da carico o da generatore.

A conclusione del ragionamento fatto, è possibile affermare che uno stesso sistema di accumulo può essere utilizzato sia per offrire servizi di *load following up* che di *load following down*, facendolo funzionare o da carico o da generatore.

Nel successivo ed ultimo capitolo verrà condotto uno studio di fattibilità, tenendo conto sia dei costi che dei benefici offerti da una specifica tecnologia di accumulo, allo scopo di offrire servizi di *load following*. Lo studio permetterà di valutare se l'utilizzo di un sistema di accumulo con la finalità di fornire servizi di *load following* è economicamente vantaggioso, in relazione agli attuali prezzi di mercato.

1.3.2. Il tracciamento dei flussi di potenza come strumento per la caratterizzazione economica delle transazioni energetiche;

Negli ultimi anni, si è assistito, a livello internazionale, a profonde trasformazioni che hanno interessato il mercato dell'energia elettrica. Come è noto, infatti, in molte parti del mondo, si è verificato un graduale passaggio da un mercato dell'energia elettrica regolamentato di tipo monopolistico ad un mercato dell'energia elettrica avente un assetto liberalizzato, fondato sui principi di competitività, concorrenza e trasparenza verso tutti i soggetti operanti nel mercato stesso.

La liberalizzazione della produzione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica e l'*open access* alle reti hanno fatto nascere una serie di problemi direttamente legati al passaggio da un sistema verticalmente integrato ad uno sezionato e governato da regole tra cui primeggiano quelle di tipo economico.

Nel contesto delle profonde trasformazioni sopra ricordate, ha acquisito notevole importanza, dal punto di vista ingegneristico, la problematica del tracciamento dei flussi di potenza nelle reti elettriche (*tracing*).

La risoluzione del problema del *tracing* consente di determinare:

- il contributo di ciascun impianto di produzione ad un particolare carico in termini di potenza attiva e reattiva;
- i contributi dei singoli impianti di produzione (o carichi) ai singoli flussi di linea;
- l'impegno di una data linea del sistema elettrico da parte di ciascun impianto di produzione;
- il contributo di ciascun impianto di produzione alle perdite totali di potenza che si hanno nel sistema elettrico considerato.

Il tracciamento dei flussi di potenza nelle reti elettriche ha una importanza fondamentale; esso, infatti, consentendo di suddividere tra tutti i generatori, o tra tutti i carichi, del sistema sia i flussi di potenza che le perdite in ogni linea, intendendo per flussi e per perdite le grandezze relative alle potenze sia attive che reattive (in altri termini, una volta noto, per ogni linea, il valore del flusso di potenza, individuare la parte di tale flusso che proviene da ogni generatore o che raggiunge ogni carico e suddividere le perdite tra i vari flussi) fornisce una conoscenza più approfondita sulle condizioni di funzionamento del sistema di potenza; ciò può, ad esempio, agevolare la risoluzione di eventuali congestioni.

In secondo luogo, considerando lo scenario liberalizzato in continua evoluzione del sistema elettrico, il tracciamento diviene l'elemento chiave per la determinazione dei criteri attraverso i quali stabilire i costi per l'utilizzo delle linee e le tariffe di addebito per le perdite di potenza e per i servizi di trasmissione e distribuzione in genere. Tale ultimo aspetto, già di per sé fondamentale a livello di trasmissione, assume rilevanza ancora maggiore a livello delle reti di distribuzione se si considera la profonda trasformazione in atto di esse a seguito della crescente penetrazione della generazione distribuita e delle possibili evoluzioni strutturali e topologiche (microgrid autonome e non autonome, smart grid, distretti elettro-energetici, etc.).

1.3.2.1. Il tracciamento dei flussi di potenza

La crescente attenzione rivolta al problema del tracciamento dei flussi di potenza ha portato alla pubblicazione, nell'ambito della letteratura scientifica, di vari metodi di tracciamento nelle reti elettriche [14 ÷ 32].

Tali metodi operano sulla base dei risultati di un programma di *load flow* o di un programma di stima dello stato.

La stragrande maggioranza dei metodi proposti opera sulla base del principio di ripartizione proporzionale (*proportional sharing*). Tale principio si basa sulla seguente assunzione fondamentale: se si denomina con "i" un generico nodo di una data rete elettrica e con " P_i " il totale flusso di potenza attiva attraverso il nodo "i", il flusso di potenza attiva uscente dal nodo "i", che interessa una generica linea che si diparte dal nodo "i" stesso, dipende soltanto dalla impedenza della linea interessata e dalle tensioni alle estremità della linea stessa. Inoltre, essendo l'energia elettrica indistinguibile, può assumersi che il contributo, da parte di ciascun flusso di potenza attiva entrante nel generico nodo "i" (che interessa una generica linea connessa al nodo "i"), a ciascun MW uscente dal nodo "i" stesso sia (direttamente) proporzionale al rapporto tra il

flusso di potenza attiva entrante considerato ed il totale flusso di potenza attiva “ P_i ” entrante nel nodo. Ciò equivale, in altri termini, ad assumere che il generico nodo “ i ” della rete considerata si comporti come un perfetto “miscelatore” dei flussi di potenza attiva entranti nel nodo “ i ” stesso.

Si consideri l’esempio illustrativo riportato in Fig. 1.24, ove sono presenti quattro linee connesse al nodo “ i ”, di cui: due linee (denominate “ $j - i$ ” e “ $k - i$ ”) sono interessate da flussi di potenza attiva entranti nel nodo “ i ”, le rimanenti linee (denominate “ $i - m$ ” ed “ $i - l$ ”) sono interessate da flussi di potenza attiva uscenti dal nodo stesso; i valori di tali flussi di potenza attiva sono riportati in figura, espressi in [MW], accanto a ciascuna linea.

Applicando il “principio della ripartizione proporzionale” all’esempio di figura 1.17, risulta quanto segue.

Il totale flusso di potenza attiva attraverso il nodo “ i ” vale:

$$P_i = (P_{j-i} + P_{k-i}) = (40 + 60) = 100 \text{ MW}$$

ove:

P_{j-i} rappresenta il flusso di potenza attiva entrante nel nodo “ i ” e che interessa la linea “ $j - i$ ”;

P_{k-i} rappresenta il flusso di potenza attiva entrante nel nodo “ i ” e che interessa la linea “ $k - i$ ”.

Il contributo, da parte di “ P_{j-i} ”, al flusso di potenza attiva “ P_{i-m} ” (uscente dal nodo “ i ” e che interessa la linea “ $i - m$ ”), vale:

$$P_{i-m} \cdot (P_{j-i} / P_i) = 70 \cdot (40/100) = 28 \text{ MW}.$$

Il contributo, da parte di “ P_{k-i} ”, al flusso di potenza attiva “ P_{i-m} ”, vale:

$$P_{i-m} \cdot (P_{k-i} / P_i) = 70 \cdot (60/100) = 42 \text{ MW}.$$

Il contributo, da parte di “ P_{j-i} ”, al flusso di potenza attiva “ P_{i-l} ” (uscente dal nodo “ i ” e che interessa la linea “ $i - l$ ”), vale:

$$P_{i-l} \cdot (P_{j-i} / P_i) = 30 \cdot (40/100) = 12 \text{ MW}.$$

Il contributo, da parte di “ P_{k-i} ”, al flusso di potenza attiva “ P_{i-l} ”, vale:

$$P_{i-l} \cdot (P_{k-i} / P_i) = 30 \cdot (60/100) = 18 \text{ MW}.$$

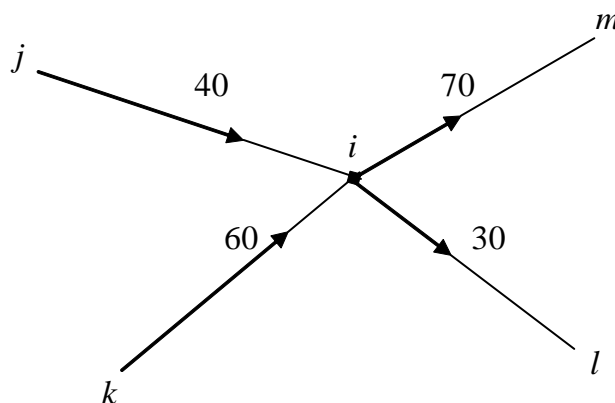


Fig. 1.17 – Esempio illustrativo del “principio della ripartizione proporzionale”.

Tra i metodi più diffusi operanti sulla base del *proportional sharing* e presenti in letteratura, ricordiamo: il *Node method*, il *Graph method* ed il *Commons method*.

Il *Node method* si caratterizza per gli aspetti fondamentali di seguito elencati:

- il metodo nasce per l’applicazione a reti elettriche magliate e prevede due algoritmi di tracciamento, denominati “*upstream - looking algorithm*” e “*downstream - looking algorithm*”;
- i due algoritmi di cui al punto precedente prevedono la costruzione e la successiva inversione di due matrici (denominate, rispettivamente, “*upstream distribution matrix, A_u* ” e “*downstream distribution*”).

matrix, A_d) quadrate, sparse, di ordine pari al numero di nodi della rete elettrica considerata; ciò peggiora le prestazioni sotto il profilo della rapidità di calcolo, soprattutto nel caso di reti elettriche estese, dotate di un elevato numero di nodi;

- in una delle sue varianti (quella che impiega i cosiddetti “flussi di rete” nella formulazione del “downstream – looking algorithm”), il metodo consente la valutazione del contributo di ciascun impianto di produzione alle totali perdite di potenza attiva che si hanno nel sistema di potenza considerato;
- il metodo può impiegarsi anche in sistemi di potenza ove siano presenti cosiddetti “flussi di circuito chiuso” (*loop flows*).

Il *Graph method* si caratterizza per gli aspetti fondamentali di seguito elencati:

- per l’iniziale costruzione delle cosiddette “sequenze di tracciamento”, il metodo prevede la diretta considerazione del grafo orientato rappresentativo della rete elettrica nella quale si vuole effettuare il tracciamento dei flussi di potenza attiva;
- viene assunto che l’impianto di produzione connesso ad un dato sistema di sbarre del sistema di potenza considerato detenga la precedenza nella fornitura di potenza attiva all’eventuale carico derivato dallo stesso sistema di sbarre;
- il metodo prevede due tipi di tracciamento dei flussi di potenza attiva in una data rete elettrica, ai quali corrispondono altrettanti specifici algoritmi, denominati “tracciamento a valle” e “tracciamento a monte”;
- i due tipi di tracciamento richiamati al punto precedente prevedono la determinazione (relativamente agevole, seppure comporti l’effettuazione di alcuni prodotti matriciali) di tre matrici sparse, denominate: *matrice dei fattori di contributo dei generatori ai flussi di potenza attiva di linea, K_{LG} , matrice dei fattori di contributo dei generatori alla potenza attiva richiesta dai carichi, K_{LG} , matrice dei fattori di estrazione dei carichi dai flussi di potenza attiva di linea, K_{L}* ;
- il metodo non può essere impiegato in sistemi di potenza ove siano presenti “flussi di circuito chiuso” .

Il *Commons method* si caratterizza per gli aspetti fondamentali di seguito elencati:

- prevede la suddivisione della rete elettrica, nella quale si vuole effettuare il tracciamento dei flussi di potenza attiva, in porzioni;
- la forma e la dimensione di tali porzioni possono subire notevoli variazioni, in conseguenza dell’inversione del flusso di potenza attiva anche su una singola linea di trasmissione o su un trasformatore della rete considerata;
- prevede l’impiego di semplici equazioni ricorsive per la determinazione del contributo di ciascun impianto di produzione connesso alla rete elettrica considerata al carico (complessivo) di ciascuna porzione;
- viene assunto costante il fattore di contributo, dovuto ad un determinato impianto di produzione connesso alla rete presa in esame, sia alla potenza attiva richiesta da ciascun carico ricadente all’interno di una data porzione, sia al flusso di potenza attiva su ciascuno dei *rami interni* alla stessa e su ciascuno dei *rami esterni* che esportano potenza attiva dalla porzione considerata; più precisamente, il fattore di contributo al quale si è appena fatto riferimento si assume costante e pari a quello, dovuto all’impianto di produzione considerato, al carico (complessivo) ed al *flusso uscente* dalla porzione considerata;
- essendo di semplice ed intuitiva applicazione, il metodo ben si presta ad essere impiegato per il tracciamento dei flussi di potenza attiva in sistemi di potenza estesi, caratterizzati dall’aver un elevato numero di sbarre.

Di seguito si riportano alcuni significativi risultati ottenuti dal confronto inerente all’applicazione dei tre metodi sopra descritti per il tracciamento dei flussi di potenza attiva in un sistema di potenza caratterizzato dall’aver complessive 14 sbarre (di cui due di generazione che alimentano i carichi connessi al sistema stesso).

Al fine della corretta interpretazione della *Fig. 1.25*, si precisa quanto segue: le sbarre alle quali sono connessi i due generatori (denominati “G1” e “G2”), che alimentano il sistema di potenza a 14 sbarre considerato, sono state battezzate con i numeri 1 e 2; le sbarre del sistema stesso, alle quali sono connessi carichi che richiedono potenza attiva diversa da zero, sono state battezzate con i numeri interi da 2 a 6 e da 9 a 14 (in corrispondenza alle rimanenti sbarre, battezzate con i numeri 1, 7, 8, è richiesta una potenza attiva di carico nulla).

Da un’attenta osservazione della *figura 1.18* emerge quanto segue:

- a. L'applicazione del *commons method* porta all'assegnazione di contributi percentuali costanti, da parte di ciascun generatore, alle potenze attive richieste dai vari carichi derivati dalle sbarre, appartenenti ad una stessa porzione, battezzate con i numeri da 2 a 14. Si noti che ciò è coerente con una delle assunzioni fondamentali su cui si basa il metodo stesso. Invece, l'applicazione degli altri due metodi conduce all'assegnazione di contributi, da parte di un determinato generatore, alle potenze attive richieste dai vari carichi, che variano in dipendenza della sbarra di carico considerata. Quest'ultimo aspetto è coerente con il fatto che il *node method* ed il *graph method* tengono conto della topologia della rete nella determinazione di ciascuno dei contributi, in termini di potenza attiva, forniti da ciascun generatore ai vari carichi del sistema considerato.
- b. L'applicazione del *graph method* porta all'assegnazione di un contributo, da parte del generatore G2, pari al 100 % della potenza attiva richiesta dal carico derivato dalla sbarra 2 del sistema di potenza considerato. Si noti che ciò è coerente con l'assunzione, caratterizzante il metodo stesso, secondo la quale l'impianto di produzione connesso ad un dato sistema di sbarre detiene la precedenza nella fornitura di potenza attiva all'eventuale carico derivato dallo stesso sistema di sbarre. Gli altri due metodi ripartiscono, invece, la potenza attiva generata da ciascun generatore connesso alla rete considerata, soltanto sulla base del "principio della ripartizione proporzionale".

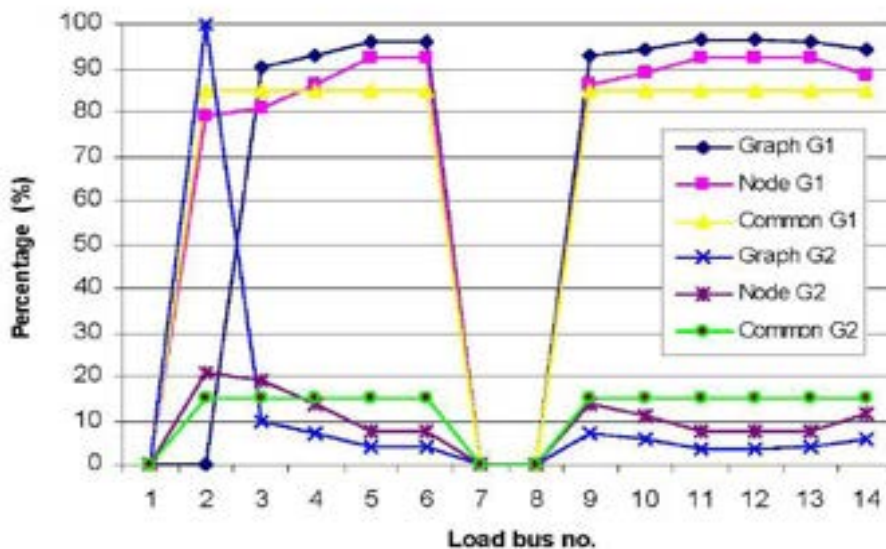


Fig. 1.18 – Contributi (espressi in percentuale delle potenze attive richieste dai vari carichi) di ciascuno dei generatori ("G1" e "G2") alla potenza attiva richiesta da ciascun carico, ottenuti applicando, rispettivamente, il *graph method*, il *node method* ed il *commons method* ad un particolare sistema di potenza a 14 sbarre.

L'entità degli scostamenti tra i risultati ottenuti dall'applicazione dei *node method* e *graph method* risulta essenzialmente legata alla richiesta di potenza attiva di carico in corrispondenza alle sbarre di generazione del sistema di potenza considerato. In particolare, tanto più piccola è la richiesta di potenza attiva di carico alle sbarre di generazione, tanto più prossimi tra loro saranno i risultati (in termini di contributi forniti da ciascun generatore alle potenze attive richieste dai vari carichi del sistema di potenza considerato).

Per quanto attiene ai risultati ottenuti dall'applicazione del *commons method*, è da sottolineare che uno dei principali fattori che incide sull'accuratezza di tali risultati è costituito dalla dimensione delle porzioni in cui viene suddiviso il sistema di potenza considerato. In particolare, tanto più estese risultano (ossia tanto più elevato è il numero di sbarre appartenenti a ciascuna di esse), tanto più approssimati saranno i risultati ottenuti in termini di contributi di ciascun generatore alla potenza attiva richiesta da ciascun carico ricadente all'interno di una data porzione ed al flusso di potenza attiva su ciascuno dei *rami interni* alla stessa.

In conclusione, la scelta del metodo più opportuno da utilizzarsi, tra quelli fin qui descritti per il tracciamento dei flussi di potenza attiva in un dato sistema di potenza, deve effettuarsi, di volta in volta, sulla base del particolare sistema da esaminare e sulla base del grado di approssimazione richiesto ai calcoli.

Un modello analitico rigoroso dal punto di vista matematico ed utile al tracciamento dei flussi di potenza attiva in una data rete elettrica, che si distingue dai metodi sopra menzionati per le sue caratteristiche fondamentali di non basarsi sull'assunzione di validità del *proportional sharing*, è quello basato sulla *matrice di incidenza estesa*, applicabile a reti con e senza flussi chiusi di potenza circolante.

Anche tale metodo, come i precedenti, opera sulla base dei risultati di un programma di *load flow* o di un programma di stima dello stato; inoltre, ai fini dell'applicazione del metodo le perdite di potenza attiva vengono del tutto rimosse dai flussi di potenza attiva di linea. Pertanto, si considera che ciascuna linea di una data rete elettrica sia interessata da un flusso di potenza attiva costante lungo la linea ed avente un verso definito. In altri termini, a partire da una data rete elettrica (di caratteristiche note, avente assegnate condizioni di generazione e di carico e le cui linee siano interessate dagli effettivi flussi di potenza attiva, preventivamente valutati), si ricava una rete equivalente, denominata "*rete senza perdite*", avente la caratteristica fondamentale che, essendo trascurate le perdite di potenza attiva lungo le sue linee, ogni sua linea è interessata da un flusso di potenza attiva costante ed avente un verso definito.

La matrice di incidenza estesa $\mathbf{A} = (a_{ij})_{n \times n}$ di una rete senza perdite è una matrice quadrata di ordine pari al numero n di nodi della rete elettrica considerata; il suo generico elemento di posto (i, j) è definito dalla seguente relazione:

$$a_{ij} = \begin{cases} -P_{ij} & \text{per } i \neq j \text{ e } P_{ij} > 0 \\ 0 & \text{per } i \neq j \text{ e } P_{ji} > 0 \\ P_{Ti} & \text{per } i = j \end{cases} \quad \text{con } i, j = 1, 2, \dots, n$$

ove:

$P_{ij} (> 0)$ rappresenta il flusso di potenza attiva che intere

$P_{ji} (> 0)$ rappresenta il flusso di potenza attiva che interessa la linea " $i - j$ ", dal nodo " j " verso il nodo " i ";

P_{Ti} rappresenta la totale potenza attiva entrante nel nodo " i ".

La totale potenza attiva entrante nel nodo " i " può esprimersi a mezzo della relazione seguente:

$$P_{Ti} = \sum_{\substack{k=1, k \neq i \\ P_{ki} > 0}}^n P_{ki} + P_{Gi}$$

ove:

$P_{ki} > 0$ rappresenta la potenza attiva entrante nel nodo " i " e proveniente dal generico nodo " k " che è direttamente connesso, tramite una delle linee della rete considerata, al nodo " i " stesso;

P_{Gi} rappresenta la potenza attiva generata dal generatore connesso (o dai generatori connessi) al nodo " i ". Se il nodo " i " non è un nodo di generazione della rete considerata, si assumerà $P_{Gi} = 0$.

Il generico elemento (a_{ii}) appartenente alla diagonale principale della matrice è pari alla totale potenza attiva entrante nel nodo " i " (P_{Ti}).

Si precisa che, qualora due nodi " i " e " j " di una data rete elettrica non siano direttamente connessi tramite alcuna linea della rete stessa (ossia i nodi " i " e " j " non costituiscano le due estremità di una stessa linea della rete considerata), si assume che il corrispondente elemento di posto (i, j) della matrice sia nullo ($a_{ij} = 0$).

Alla luce di quanto specificato, si può asserire che la matrice di incidenza estesa è una matrice quadrata, sparsa, non simmetrica, invertibile, la quale contiene informazioni:

- sul “legame” esistente tra un dato nodo ed un altro della rete senza perdite considerata;
- sul verso secondo cui fluisce la potenza attiva che interessa ciascuna linea della rete senza perdite considerata;
- sulla totale potenza attiva entrante in ciascun nodo della rete senza perdite considerata.

Pertanto, dopo aver identificato dal sistema elettrico iniziale l'equivalente senza perdite, costruito ed invertito la matrice di incidenza estesa, la si moltiplica per una particolare matrice diagonale delle potenze attive generate nella rete considerata, ottenendo, infine, la matrice dei fattori di distribuzione che consente, a sua volta, di determinare il contributo di ciascun impianto di generazione al flusso di potenza in ogni ramo.

L'applicazione di tale rigorosa metodologia per il tracciamento dei flussi di potenza attiva in una data rete elettrica conduce a risultati molto prossimi a quelli ottenuti applicando il *node method* per il tracciamento dei flussi nella stessa rete, con scostamenti al di sotto del punto percentuale; il che avvalorava i metodi basati sul postulato del *proportional sharing*.

Con specifico riferimento al tracciamento dei flussi di potenza reattiva nei sistemi elettrici, occorre fare una netta distinzione tra i sistemi di distribuzione e quelli di trasmissione.

Nei sistemi di distribuzione, infatti, i flussi reattivi sono dovuti principalmente ai carichi (e ai generatori) e, pertanto, il problema della loro tracciabilità può essere affrontato con le stesse metodologie usate per il flussi di potenza attiva.

Per le reti di trasmissione, invece, i flussi di potenza reattiva risentono fortemente del comportamento reattivo della rete: ogni linea, in base alle proprie caratteristiche fisiche ed in relazione al transito di potenza (che può essere inferiore o superiore al valore di potenza naturale) introduce variazioni di potenza reattiva che possono diventare confrontabili con quelle richieste dai carichi. In altri termini ogni linea si comporta come un generatore (o come un carico) che inietta valori di potenza reattiva non più trascurabili rispetto a quelli dei generatori e dei carichi connessi alla rete. Per le reti di trasmissione, pertanto, il problema della tracciabilità dei flussi reattivi richiede metodologie specifiche, in grado di tener conto anche dei contributi di flusso riconducibili al comportamento fisico della rete [31].

1.3.2.2. L'allocazione delle perdite

Come già detto in premessa, la suddivisione delle perdite di potenza, che si verificano in un sistema elettrico, tra tutti i generatori ad esso connessi (o tra i carichi) ha, ed avrà sempre di più in futuro, notevoli risvolti economici, soprattutto a livello dei sistemi di distribuzione.

Mentre le ipotesi semplificative adottate per il tracciamento dei flussi di potenza (separazione dei flussi di potenza attiva da quelli di potenza reattiva, uguaglianza dei flussi alle due estremità della linea, etc.) consentono di ottenere risultati sufficientemente precisi, nella ripartizione delle perdite non si può trascurare la loro non linearità.

Difatti, poiché la dipendenza delle perdite dai flussi di potenza è di tipo quadratico, quando circolano sulla stessa linea flussi di potenza dovuti a generatori (o carichi) diversi, il problema della assegnazione delle perdite risulta matematicamente indeterminato per la presenza di termini mutui proporzionali al doppio prodotto dei diversi componenti del flusso.

Consideriamo, ad esempio, in una rete elettrica un generico ramo k di impedenza longitudinale $\dot{Z}_k = R_k + jX_k$; in termini di tensione (V_{SB}) e flussi di potenza (P_k^{SB}, Q_k^{SB}) al *sending bus* (SB), le perdite di potenza attiva (ΔP_k) possono essere espresse come:

$$\Delta P_k = R_k \frac{(P_k^{SB})^2 + (Q_k^{SB})^2}{V_{SB}^2}$$

Se i flussi di potenza attiva e reattiva sono dati dalla somma di componenti ($P_{k,i}^{SB}, Q_{k,i}^{SB}$) dovuti agli n generatori della rete, la precedente espressione diventa:

$$\Delta P_k = \frac{R_k}{V_{SB}^2} \left[\left(\sum_{i=1}^n P_{k,i}^{SB} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{k,i}^{SB} \right)^2 \right]$$

che, sviluppata, fornisce:

$$\Delta P_k = \frac{R_k}{V_{SB}^2} \sum_{i=1}^n [(P_{k,i}^{SB})^2 + 2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (P_{k,i}^{SB} P_{k,j}^{SB}) + (Q_{k,i}^{SB})^2 + 2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (Q_{k,i}^{SB} Q_{k,j}^{SB})] = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ki}$$

In tale espressione, mentre l'attribuzione dei termini quadratici ai corrispondenti generatori è immediata, risulta invece problematica la suddivisione dei termini mutui, dati dal doppio prodotto dei componenti di potenza attiva e reattiva.

La ripartizione dei termini mutui più semplice e più seguita in letteratura è quella "a metà" (*fifty-fifty* o *half and half method*) fra le diverse coppie dei componenti di flusso. Tale ripartizione, seppur valida quando i vari contributi di flusso nei rami hanno valori molto vicini (in tale caso, tutti i criteri danno quasi gli stessi risultati), negli altri casi penalizza fortemente i componenti più piccoli rispetto a quelli molto più grandi.

Un'altra ipotesi che conduce a risultati non corretti è quella di procedere all'attribuzione delle perdite solo successivamente al processo di tracciamento dei flussi di potenza nelle linee. I due problemi, infatti, sono in realtà strettamente correlati [32]. A causa della loro mutua influenza è quindi opportuno sviluppare metodi di ripartizione dei flussi di potenza nelle linee che tengano conto simultaneamente anche delle perdite.

Conclusioni

In questa prima fase delle attività, si sono delineati i modelli e le strategie di gestione di alcuni elementi che costituiscono il distretto energetico con particolare riferimento alla parte elettrica. E' emerso che ciascun elemento va modellato in modo diverso in relazione alla possibilità di effettuare un'azione di controllo o regolazione su di esso. Se per i carichi, infatti, occorre introdurre un elemento di aleatorietà che si riferisce alla modellazione del comportamento umano più probabile, per le unità di generazione dell'energia come i cogeneratori si potrà procedere alla definizione di adeguate strategie di gestione ottimizzata. Per completare il quadro che rappresenta la gestione ottimizzata dei distretti energetici si è, anche, offerta una descrizione di alcuni servizi ancillari che possono essere offerti nell'ambito della distribuzione dai sistemi di accumulo. Questi possono, anche, essere offerti da nodi di con potenzialità di generazione e di carico come i distretti energetici. Infine per una accurata rappresentazione del costo dell'energia si è, anche, descritta una metodologia che consente di esprimere in modo accurato i costi del suo vettoriamento.

La seconda parte del presente report descrive l'implementazione del *toolbox* che rappresenta il comportamento elettrico del distretto e che potrà integrare i modelli e le strategie di gestione descritte.

Riferimenti bibliografici

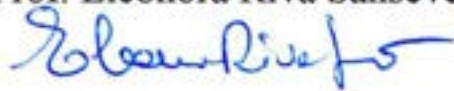
1. E Riva Sanseverino et al. 'ARCHITETTURE E LOGICHE DI CONTROLLO OTTIMALE DI MICRORETI PER LA RAZIONALIZZAZIONE ENERGETICA' – 2011 – Report I e II
2. V Cataliotti, Impianti elettrici, Flaccovio editore
3. J. F. Bonnens, J C Gilbert, C Lemarechal, C A Sagastizabal (2006), 'Numerical optimization: theoretical and practical aspects', Berlin Springer Verlag, ISBN 3-540-35445-X
4. W. F. Tinney, "Compensation Methods for Network Solutions by Triangular Factorization", Proc. of PICA Conference, Boston, Mass., May 24-26, 1971.
5. Cheng, C.S., Shirmohammadi, D. 'A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis', IEEE Transactions on Power Systems; May 1995; Volume: 10 , Issue: 2; Page(s): 671-679
6. A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, (2007) "A compensation-based method to model PV nodes in backward/forward distribution network analysis", COMPEL:

- The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, Vol. 26 Iss: 2, pp.476 – 488
7. Jukka V. Paateron and Peter D. Lund “A model for generating household electricity load profiles” *Int. J. Energy Res.* 2006; 30:273–290
 8. A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica, A. Prudenzi, “A Bottom-Up approach to residential load modelling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, No. 2, May 1994, pp. 957-965.
 9. [9] A. Capasso, A. Invernizzi, R. Lamedica, A. Prudenzi “Probabilistic processing of survey collected data in residential load data for hourly demand profile estimation”, proceedings of IEEE/TUA Athens Power Conference: “Planning, operation and control of Today’s Electric Power Systems”, Athens, Greece, September 5-8, 1993, pp. 866-870.
 10. A. Capasso, W. Grattieri, F. Insinga, A. Invernizzi, R. Lamedica, A. Prudenzi, “Validation tests and applications of a model for demand-side management studies in residential load areas”, proceedings of CIRED 2003 Conference, Birmingham, UK, May 17-21, 1993, pp. 5.25/1-5.25/5, col. 5.
 11. A. Augugliaro, M. Barcaglioni, R. Figlioli, G. Morana: “Utenza in area urbana: modelli di riferimento per analisi progettuali”, *Giornata di Studio sul progetto di ricerca Distribuzione 2000*, Pisa, 28 giugno 1991.
 12. Sustainable Development and Energy Saving Laboratory STUDY REPORT, September 2007 Available at http://www.ceced.eu/IFEDE/easnet.dll/GetDoc?APPL=1&DAT_IM=20B946
 13. E. Sortomme, M. M. Hindi, S. D. James MacPherson, and S. S. Venkata ‘Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses’, *IEEE trans. On smart grids* vol.2 n.1. march 2011 pp.198-205
 14. J. Bialek, “Tracing the flow of electricity”, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 4, July 1996, pp. 313–320.
 15. D. Kirschen, R. Allan and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, no. 1, February 1997, pp. 52–60.
 16. D. Kirschen and G. Strbac, “Tracing active and reactive power between generators and loads and flows”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 4, November 1999, pp. 1312–1319.
 17. F. Gubina, D. Grgič and I. Banič, “A method for determining the generators’ share in a consumer load”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 4, November 2000, pp. 1376–1381.
 18. F.F. Wu, Y. Ni and P. Wei, “Power transfer allocation for open access using graph theory – Fundamentals and applications in systems without loopflow”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 3, August 2000, pp. 923–929.
 19. P. Wei, Y. Ni and F.F. Wu, “Load flow tracing in power systems with circulating power”, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 24, 2002, pp. 807–813.
 20. M.W. Mustafa and H. Shareef, “A comparison of electric power tracing methods used in deregulated power systems”, *Proc. of First International Power and Energy Conference, PECon 2006*, November 28–29, 2006, Putrajaya, Malaysia, pp. 156–160.
 21. Ching–Tzong Su and Ji–Horng Liaw, “Complex power flow tracing considering convection lines using nominal–T model”, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, 2007, pp. 28–35.
 22. Kaigui Xie, Jiaqi Zhou and Wenyuan Li, “Analytical model and algorithm for tracing active power flow based on extended incidence matrix”, *Electric Power Systems Research*, vol. 79, 2009, pp. 399–405.
 23. A. Gomez Exposito, J. M. Riquelme Santos, T. Gonzalez Garcia and E. A. Ruiz Velasco, “Fair allocation of transmission power losses”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 1, February 2000, pp. 184–188.
 24. J. C. Peng and H. Jiang, “Contributions of individual generators to complex power losses and flows – Part 1: fundamental theory”, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 2, March 2002, pp. 182–185.
 25. J. C. Peng and H. Jiang, “Contributions of individual generators to complex power losses and flows – Part 2: algorithm and simulations”, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 2, March 2002, pp. 186–190.

26. W. L. Fang and H. W. Ngan, "Succinct method for allocation of network losses", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib, vol. 149, no. 2, March 2002, pp. 171–174.
27. E. Carpaneto, G. Chicco and J. S. Akilimali, "Branch current decomposition method for loss allocation in radial distribution systems with distributed generation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 21, no. 3, August 2006, pp. 1170–1179.
28. S. Abdelkader, "Transmission loss allocation in a deregulated electric energy market", Electric Power Systems Research, vol. 76, 2006, pp. 962–967.
29. E. Carpaneto, G. Chicco and J. S. Akilimali, "Loss partitioning and loss allocation in three-phase radial distribution systems with distributed generation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 23, no. 3, August 2008, pp. 1039–1049.
30. S. Abdelkader, "Determining generators' contribution to loads and line flows & losses considering loop flows", Electric Power Systems Research, vol. 30, 2008, pp. 368–375.
31. A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino "A model for reactive power tracing by addition of fictitious nodal injections", Electric Power Systems Research, vol. 83, 2012, pp. 196–202.
32. A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino "Influence of losses partition criteria on power flow tracing", Proc. of IEEE ENERGYCON 2012, September 9-12, 2012, Florence, Italy.

RESPONSABILE SCIENTIFICO

(Prof. Eleonora Riva Sanseverino)



DIRETTORE DEL DIEET

(Prof. Luigi Dusonehet)



PARTE SECONDA

Definizione e sviluppo di strumenti software per la simulazione integrata di distretti energetici in ambiente dedicato

Indice

Sommario	37
Introduzione	37
II.1. Caratterizzazione delle variabili di interesse nella simulazione del sottosistema elettrico	
<i>II.1.1. La Modellazione dei sottosistemi elettrico e termico e interazioni reciproche durante la elaborazione</i>	
II.1.2. Calcoli di Load flow per il programma di simulazione energetica di un sistema multi-edificio	
II.1.3. Caratterizzazione dei dati di input	
II.1.3.1 Dati di input strettamente elettrici	
II.1.3.2. Verifiche di congruità sui dati di input strettamente elettrici	
II.1.3.3. Dati di input di interfaccia	
<i>II.1.4. L'interfaccia utente</i>	
II.1.4.1. Il sottosistema elettrico	
II.1.4.2. Il diagramma di carico	
II.1.4.3. I cogeneratori	
II.1.4.4. La produzione da fonte fotovoltaica	
II.1.4.5. Le connessioni: il trasformatore	
II.1.4.6. Le connessioni: le linee	
II.2. Descrizione del software che implementa il sottosistema elettrico	
II.2.1. Motore di risoluzione numerica	
II.2.1.1. Suddivisione del codice	
II.2.1.2. Definizione della rete	
II.2.1.3. Integrazione in Simulink	
II.2.1.4. Esportazione del modello	
II.3. Applicazioni	
II.3.1. Descrizione degli scenari test	
II.3.1.1. Scenario 1	
II.3.1.2. Scenario 2	
II.3.1.3. Scenario 3	
II.3.1.4. Scenario 4	
II.3.1.5. Scenario 5	
II.3.1.6. Scenario 6	
II.3.1.7. Scenario 7	
Conclusioni	84
Riferimenti bibliografici	84

Sommario

Il presente Rapporto, strutturato in due parti (Parte Prima: *“Modelli e strategie per la simulazione di distretti energetici”* e Parte Seconda: *Definizione e sviluppo di strumenti software per la simulazione integrata di distretti energetici in ambiente dedicato*) descrive, le attività svolte dal personale del DIEETCAM dell’Università degli Studi Palermo nell’ambito della prima fase delle attività di ricerca dal titolo: *“MODELLI E STRATEGIE PER LA DEFINIZIONE DI STRUMENTI SOFTWARE PER LA SIMULAZIONE INTEGRATA DI DISTRETTI ENERGETICI IN AMBIENTE DEDICATO”*, oggetto dell’Accordo di Collaborazione tra ENEA e DIEETCAM sottoscritto in data 27 gennaio 2012. Scopo del presente accordo di collaborazione è la definizione di un *tool* informatico per la modellazione della parte elettrica di una piattaforma integrata che rappresenta il comportamento elettrico e termico del sistema di approvvigionamento energetico di un sistema multi-edificio.

Le attività della seconda parte del progetto sono state sviluppate in forte collaborazione con il personale di ENEA. Ciò ha richiesto diversi incontri presso il DIEETCAM e presso la sede ENEA di Casaccia e diverse interlocuzioni per via telematica. Lo scopo di conseguire utilmente la integrazione di aspetti elettrici e termici in due sottosistemi che facessero parte di una unica piattaforma utilizzabile da un pubblico vasto di tecnici è stato infatti raggiunto grazie alla interlocuzione ed all’affinamento delle scelte nella implementazione di entrambi i sottosistemi. Si è cercato così di sfruttare al meglio quanto già messo a punto con successo da ENEA con la piattaforma ODESSE.

Lo strumento messo a punto per la modellazione della parte elettrica è predisposto per conseguire gli obiettivi di analisi già descritti nel report che descrive la prima parte delle attività e potrà consentire anche lo svolgimento di una gestione ottimizzata dell’energia in modo integrato.

Introduzione

Nella seconda fase delle attività (Report Parte Seconda: *“Definizione e sviluppo di strumenti software per la simulazione integrata di distretti energetici in ambiente dedicato”*) viene messa a punto la traduzione dei modelli individuati nella prima fase del lavoro in un *tool* di supporto in ambiente compatibile con la piattaforma ODESSE modificata presso i laboratori ENEA nella annualità corrente. In questa fase, occorre sviluppare opportune valutazioni per identificare linguaggi e ambienti di sviluppo ed i punti di integrazione e di connessione fra i due sottosistemi termico ed elettrico anche in relazione al livello di precisione che si intende realizzare nella modellazione.

II.1 Caratterizzazione delle variabili di interesse nella simulazione del sottosistema elettrico

II.1.1. La Modellazione dei sottosistemi elettrico e termico e interazioni reciproche durante la elaborazione

La realizzazione di un simulatore di comportamenti elettrici e termici in un unico prodotto software integrato è possibile se si stabilisce la loro modalità di interazione ed eventuali gerarchie nella elaborazione. L'esecuzione dei calcoli consentita dalla nuova piattaforma di calcolo, derivata da ODESSE, prevede la risoluzione dei calcoli relativi ai due sottosistemi con un intervallo di tempo elementare di 15 minuti, nel quale si ritiene che le grandezze coinvolte nei processi non cambino valore.

All'avvio della esecuzione, la interfaccia grafica di input richiede la immissione di dati di ingresso che servono a ciascuno dei due sottosistemi. Tali dati sono di stretta competenza dei due sottosistemi elettrico e termico oppure possono essere condivisi (dati di interfaccia).

Tali dati condivisi possono essere frutto di elaborazioni run-time o possono essere forniti dall'utente attraverso la interfaccia di input. Nella figura 2.1 è rappresentata la interazione fra i due sottosistemi.

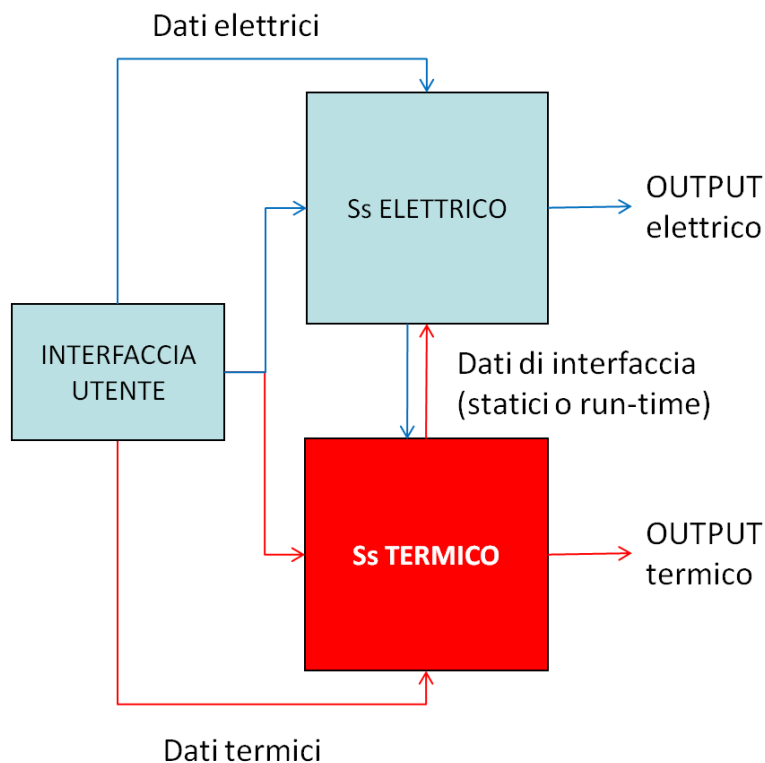


Figura 2.1 – Interazione fra i SS elettrico e termico

Nella figura 2.1, le frecce rosse indicano dati di interesse per il sottosistema termico, mentre la freccia blu individua il percorso dei dati di interesse per il sottosistema elettrico. Il box 'interfaccia' rappresenta la interfaccia utente di Input/Output; gli Output termico ed elettrico confluiranno quindi nella suddetta interfaccia utente.

II.1.2. Calcoli di Load flow per il programma di simulazione energetica di un sistema multi-edificio

In questa sezione, si descrive il modello che viene utilizzato per i calcoli di Load flow che il software realizzato può svolgere. Nello studio considerato, che si rivolge alla modellazione di distretti energetici, si immagina un sistema di distribuzione elettrica che alimenta più edifici, così costituito:

- Nodo di alimentazione in MT
- Una o più linee trifase MT in cavo o linea aerea
- Uno o più trasformatori MT/bT triangolo/stella gruppo 11 derivati dalle linee MT
- Una o più linee trifase bT in cavo
- Uno o più nodi di carico sulla linea in bT a ciascuno dei quali può essere connesso
 - a. Un generatore fotovoltaico
 - b. Un cogeneratore
 - c. Un carico equilibrato/squilibrato.

La rappresentazione unifilare del sistema da analizzare è riportata in figura 2.2, nel caso di sistema a singolo edificio.

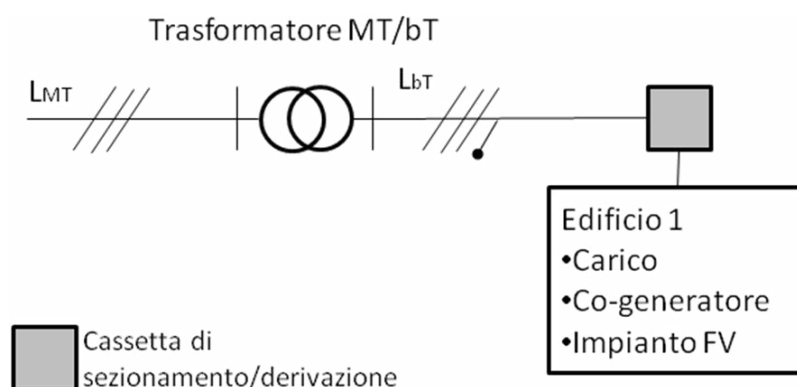


Figura 2.2 – Rappresentazione unifilare della rete che alimenta il distretto energetico nel caso di sistema a singolo edificio

Nel caso multi-edificio, dalle sbarre di bT del trasformatore MT/bT derivato dalla linea di MT possono essere derivate più linee di bT, si veda la figura 2.3. Ciascuna delle linee può alimentare uno o più edifici anche attraverso derivazioni e con magliature, anche se questa topologia di rete in bT è raramente utilizzata.

Il carico L è invece di norma composto da prelievi principalmente di tipo attivo legati a carichi luce, prese e forza motrice per l'edificio. La linea di alimentazione bT è a quattro fili in cavo. La capacità di servizio C tiene conto del drenaggio di corrente capacitiva tra i conduttori e tra i conduttori ed il neutro. L'induttanza all'interno della reattanza induttiva XL della linea tiene conto dell'induttanza propria e di quella di mutuo accoppiamento tra i conduttori. Se inoltre si trascura la circolazione di corrente sul filo neutro (sistema essenzialmente equilibrato sulle fasi), si può assumere che questo abbia il potenziale del terreno. Infine, com'è d'uso nello studio delle reti di distribuzione, si riterrà che la tratta in BT non presenti effetti capacitivi significativi verso il terreno giacché la lunghezza della linea si può ritenere sempre al di sotto di 1 km. Sotto queste ipotesi, il sistema si semplifica notevolmente e per l'applicazione del metodo di Newton Raphson si può quindi considerare il modello in figura 2.5, nel quale, nel caso di sistema multi-edificio, dal nodo 3 si dipartono più linee che alimentano più edifici, ciascuno con una diversa caratterizzazione.

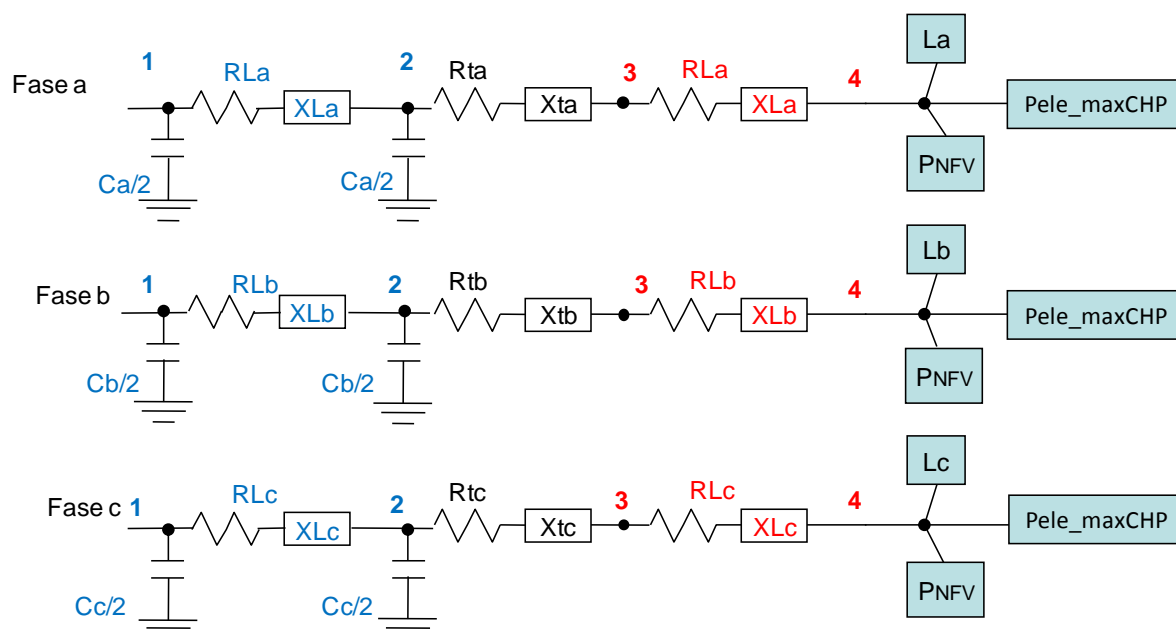


Figura 2.5 – Modello circuitale semplificato del sistema che alimenta il distretto energetico nel caso di sistema a singolo edificio

Il sistema elettrico di alimentazione a cui ci si riferisce nelle applicazioni è una rete a struttura radiale con alimentazione da un nodo di MT, che costituisce un nodo di saldo con tensione e relativo angolo di sfasamento costanti. Da esso si diparte una linea MT di lunghezza L_{MT} . La linea termina con un trasformatore MT/bT che alimenta tramite una unica linea un certo numero di edifici in un modo simile a quello rappresentato in figura 2.3.

Si ritiene che il sistema considerato sia in una zona urbanizzata e che quindi la distribuzione avvenga in cavo interrato sul lato bT.

L'utente può scegliere:

- livello di tensione della fornitura, V_n ;
- presenza e caratteristiche della cabina utente (trasformatore MT/bT);
- lunghezza e caratteristiche delle linee;
- taglia impianto fotovoltaico, in figura 2.5, P_{NFV} ;
- taglia e tipologia cogeneratore (P_{ele_maxCHP});
- Parametri caratteristici del carico, in figura 2.5, L .

Si può immaginare che il sistema sia costituito da almeno n nodi, di cui uno è il nodo di saldo, SL (si immagina a potenza prevalente, ossia con un valore di tensione stabile e sfasamento noto) e gli altri n_{PQ} sono nodi con potenza attiva e reattiva fissata (nodi PQ). Si noti che, nella rappresentazione adottata, con nodo si intende anche un elemento che consente la derivazione di una linea o la variazione delle caratteristiche della connessione. Il numero di variabili è quindi pari a $3 \cdot (2 \cdot n_{PQ} + 2)$.

Nel caso in esame, possiamo scrivere un sistema di equazioni non lineari, le cui incognite sono:

- potenza attiva e reattiva nel nodo di saldo 1 nelle fasi a, b e c
- tensione in modulo e fase nei nodi PQ nelle fasi a, b e c.

Per ciascun nodo e per ciascuna fase, si possono scrivere equazioni del tipo:

$$P_{gi}^f + jQ_{gi}^f = P_{ci}^f + jQ_{ci}^f + V_i^f \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij}^f V_j^f \right)^* \quad (2.1)$$

Tale equazione può essere separata in parte reale ed immaginaria e condurre a 2 equazioni. Quindi si avrà un numero sufficiente di equazioni per rendere determinato il problema. Nella (2.1), j e i sono indici del nodo, mentre f indica la fase (a,b,c). Come si può notare, le tre fasi sono disaccoppiate.

II.1.3. Caratterizzazione dei dati di input

I dati di input al modello elettrico si possono dividere in dati strettamente elettrici e dati di interfaccia.

II.1.3.1 Dati di input strettamente elettrici

Sono stati già elencati sopra:

- livello di tensione della fornitura (se MT o bT);
- (se fornitura in MT) lunghezza della linea MT, L_{MT} ;
- (se fornitura in MT) sezione e tipologia linea MT (scelta del tipo di cavo e della sezione: cambiano RL, XL e C, inoltre le sezioni offerte devono comunque soddisfare il criterio termico per il massimo carico considerato ed il criterio della massima caduta di tensione);
- (se fornitura in MT) quale trasformatore MT/bT (cambiano R_t e X_t che si ricavano dai parametri elettrici, ossia);
-

$$R_t = P_{cc_n} \frac{V_n^2}{A_n^2} \quad (2.2)$$

$$Z_t = \frac{V_{cc\%}}{100} \frac{V_n^2}{A_n} \quad (2.3)$$

$$X_t = \sqrt{Z_t^2 - R_t^2} \quad (2.4)$$

Dove, P_{cc_n} è la potenza di corto circuito nominale del trasformatore, V_n è la tensione nominale riferita al lato nel quale si vogliono eseguire i calcoli, A_n è la potenza nominale del trasformatore, mentre R_t , X_t e Z_t sono rispettivamente la resistenza, la reattanza e la impedenza longitudinale in modulo del trasformatore.

- lunghezza della linea bT, L_{bT} ;
- sezione e tipologia linea (scelta del tipo di cavo e della sezione: cambiano RL e XL, inoltre le sezioni offerte devono comunque soddisfare il criterio termico per il massimo carico considerato ed il criterio della massima caduta di tensione);
- parametri caratteristici dell'impianto fotovoltaico (scelta della potenza nominale e del $\cos\phi$), in figura 2.5, P_{NFV} ;

- parametri caratteristici del carico (tipologia, ad esempio, residenziale, terziario industriale o terziario uffici; per ciascuna tipologia: P_{carico} , Q_{carico} nominali per l'alimentazione di luci/f.m./PC dell'edificio; livello di equilibrio sulle fasi), in figura 2.5, L.

II.1.3.2. Verifiche di congruità sui dati di input strettamente elettrici

Poiché il programma di simulazione acquisisce dati di input sia dal sottosistema termico che attraverso una opportuna interfaccia utente di tipo grafico (ad esempio, i parametri caratteristici delle linee e dei carichi), è possibile che fra tali dati non vi sia una adeguata coerenza conducendo ad esempio a cadute di tensione inammissibili o a surriscaldamenti delle linee. Per tale motivo, a valle dell'acquisizione dei dati di input, occorre eseguire le opportune verifiche termiche e di massima caduta di tensione.

Per potere effettuare queste valutazioni in modo corretto, occorre calcolare la corrente che fluisce nei circuiti, detta corrente di impiego I_b , considerando fra tutte le condizioni di funzionamento quella verosimilmente più gravosa. Il problema è di facile soluzione se il carico è funzionante a potenza costante oppure di esso si conosce con precisione il diagramma di carico. La presenza di più carichi, con caratteristiche diverse e funzionanti con diagrammi di carico non noti a priori, complica il problema e rende necessario ricorrere a coefficienti statistici.

Uno di questi è il fattore di utilizzazione del carico massimo che invece è definito come:

$$u = \frac{P_m}{P_{\max}} \quad (2.5)$$

Dove P_m è il valor medio della potenza assorbita e P_{\max} è il valore di picco della potenza assorbita.

Un altro è il fattore di contemporaneità che tiene conto del fatto che non tutte le utilizzazioni funzionano contemporaneamente. I valori del fattore di contemporaneità sono ricavati dall'esperienza oppure possono essere dedotti analiticamente, solo per utenze residenziali, attraverso la formula di Rusk, nel modo che segue:

$$\eta_{cn} = \eta_{c\infty} + \frac{1 - \eta_{c\infty}}{\sqrt{n}} \quad (2.6)$$

Dove n è il numero di unità immobiliari coinvolte e $\eta_{c\infty}$ rappresenta il fattore di contemporaneità per un numero infinitamente grande di abitazioni, può assumersi 0,12 per abitazioni di quartieri di lusso e 0,15 negli altri casi. Nella tabella 2.1, si riportano i valori dei fattori di contemporaneità più comuni per varie utilizzazioni.

Tabella 2.1 – Coefficiente di contemporaneità per alcune utilizzazioni

Tipo di utilizzatore	Numero	η_c
forni		1
Motori [0,5-2 kW]	Fino a 10	0,6
	Fino a 20	0,5
	Fino a 50	0,4
Motori [2-10 kW]	Fino a 10	0,7
	Fino a 50	0,45
Motori [10-30 kW]	Fino a 5	0,8
	Fino a 10	0,65
	Fino a 50	0,5
Motori [oltre 30 kW]	Fino a 2	0,9
	Fino a 5	0,7
	Fino a 10	0,6
Ascensori	Fino a 4	0,75

	Fino a 10	0,6
Raddrizzatori		0,8
Saldatrici elettriche		0,4
Illuminazione		0,8

In tabella 2.2 sono riportati i valori del fattore di utilizzazione per alcune apparecchiature comuni.

Tabella 2.2 – Fattore di utilizzazione

Tipo di utilizzatore	η_u
Lampade	1
Motori da 0,5 a 2 kW	0,7
Motori da 2 a 10 kW	0,75
Motori oltre i 10 kW	0,8
Forni a resistenza	1
Raddrizzatori	1
Saldatrici	0,85
Stufe elettriche	1
Macchine utensili, trasportatori	0,7
Ascensori, montacarichi...	0,9
Pompe, ventilatori	1

Un altro metodo per identificare la potenza sulla base della quale determinare la corrente di impiego consiste nell'eseguire il prodotto tra la potenza massima assorbita in totale, somma delle potenze assorbite dai singoli utilizzatori alimentati, e un coefficiente di riduzione globale, che tiene conto sia dell'utilizzazione sia della contemporaneità. Per alcuni utilizzatori, come le prese tali valori sono disponibili e sono riportati in tabella 2.3. Nel caso delle prese, si tiene conto di un fattore unico di utilizzazione che tiene conto di contemporaneità e utilizzazione del carico massimo.

Tabella 2.3 – Fattore di riduzione globale prese

Tipo di utilizzatore	η_g
Prese monofase	0,05-0,2
Prese trifase	0,15-0,4

Per agglomerati di carichi, il fattore di riduzione globale è stato desunto empiricamente dal rapporto [2] ed è riportato in tabella 2.4.

Tabella 2.4 - Fattore di riduzione globale [2]

Tipo di utilizzazione	η_g
Uffici	0,5
Ospedali	0,25
Alberghi	0,6-0,8
Abitazioni	0,8
Supermercato con alimentari	0,4-0,6
Commerciale	0,4-0,5
Scuole/università	0,25-0,35
Banca	0,7

Per gli scopi del presente rapporto, l'utilizzo del suddetto coefficiente sembra la cosa più adatta.

La corrente di impiego si deduce quindi dalla potenza massima rapportandola alla tensione nominale e a $\sqrt{3}$ ed al $\cos\phi$ medio per i carichi considerati, che nel caso in esame viene assunto pari a 0,9.

$$I_b = \frac{\eta_g P_{max}}{\sqrt{3} \cos \varphi V_n} \quad (2.7)$$

Se l'input al sottosistema elettrico è un diagramma di carico, si può desumere la corrente di impiego considerando il valore di corrente corrispondente al picco di potenza assorbita e poi imponendo un coefficiente che tenga conto di un eventuale futuro incremento della domanda (ad esempio, 15%-20% di incremento). Se l'input al sottosistema elettrico invece è un valore di potenza installata e la destinazione d'uso dell'edificio, sarà sufficiente riferirsi al coefficiente di riduzione globale già menzionato.

Se l'input al sottosistema elettrico invece è la superficie dell'edificio assieme alla sua destinazione d'uso, si possono utilizzare i valori in 2.5 per la identificazione del valore massimo di potenza assorbita e successivamente si applicherà il coefficiente di riduzione globale.

E' infatti possibile, utilizzando la potenza specifica, come specificato dalla tabella 2.5 in relazione alla destinazione d'uso della superficie considerata [1],[2] dedurre la potenza installata.

Tabella 2.5 – Valori di Potenza specifica per destinazioni d'uso più comuni

Tipo di utilizzazione	Potenza specifica [VA/m ²] Ps
Uffici	109
Ospedali	29
Alberghi	80
Abitazioni	40
Supermercato con alimentari	468
Commerciale	107
Scuole/università	129
Banca	153

La potenza di picco si dedurrà quindi per un ufficio di superficie A=600 m² ad esempio come il prodotto della potenza specifica P_s per la superficie utile, A:

$$P_x = \eta_g P_s A = 0,5 \cdot 109 \frac{VA}{m^2} \cdot 600 m^2 \quad (2.8)$$

Per sicurezza, in tali verifiche si trascureranno gli apporti della generazione distribuita.

La verifica termica va fatta quindi confrontando la portata corrispondente alla sezione, I_z, scelta con la corrente di impiego valutata tramite la (2.7). Occorre che risulti:

$$I_b \leq I_z \quad (2.9)$$

La verifica sulla massima caduta di tensione invece si esegue valutando che la massima caduta di tensione ammissibile (impostata pari al 5%) sia superiore alla massima caduta di tensione calcolata. Nel caso di reti radiali, la massima caduta di tensione potrà valutarsi in modo approssimato, con la formula valida nel caso di carichi ohmico induttivi:

$$\Delta V = \frac{LrP + LxQ}{V_n} \quad (2.10)$$

Dove r e x sono la resistenza e la induttanza chilometrica della stessa linea e P e Q sono le potenze attive e reattive corrispondenti alla corrente di impiego I_b, L è la lunghezza della linea e V_n è la tensione nominale

della linea. P e Q possono essere determinate, per il singolo carico con fattore di potenza pari a $\cos\varphi$, nel modo che segue:

$$P = K_v VI_b \cos\varphi$$

$$Q = K_v VI_b \sin\varphi$$

Nel caso di sistemi trifase, K_v vale $\sqrt{3}$. La formula (2.10) andrà applicata a ciascun tratto di linea del percorso che connette il nodo a potenza prevalente con ciascun nodo terminale. La somma delle cadute di tensione nei singoli tratti fornisce la caduta di tensione complessiva dal nodo sorgente a ciascun nodo terminale.

Nel caso di reti ad anello, la massima caduta di tensione si valuta individuando il punto di inversione delle componenti in fase ed in quadratura delle correnti e poi sommando la caduta di tensione sul sottosistema delle componenti in fase con la caduta di tensione sul sottosistema delle componenti in quadratura.

Si consideri una linea ad anello che alimenta più carichi concentrati, la cui rappresentazione unifilare sia mostrata in figura 2.6.

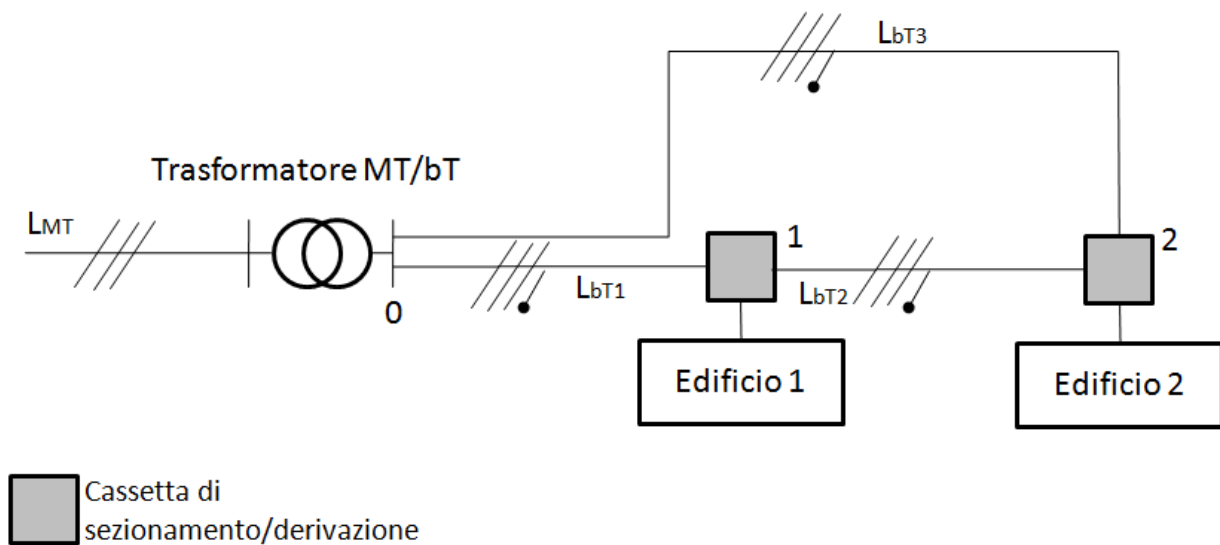


Figura 2.6 – Modello circuitale semplificato del sistema che alimenta il distretto energetico nel caso di sistema multi-edificio ad anello

La corrente nei diversi tratti della linea può essere valutata nel modo che segue. Si valutano inizialmente le componenti in fase ed in quadratura delle correnti spillate dal trasformatore sui tratti 0-1 e 0-2, rispettivamente indicate con I_{01f} e I_{01q} , I_{02f} e I_{02q}

$$I_{01f} = \frac{I_{b1f}(L_{bT2} + L_{bT3}) + I_{b2f}L_{bT3}}{L_{bT1} + L_{bT2} + L_{bT3}} \quad (2.11)$$

$$I_{01q} = \frac{I_{b1q}(L_{bT2} + L_{bT3}) + I_{b2q}L_{bT3}}{L_{bT1} + L_{bT2} + L_{bT3}} \quad (2.12)$$

$$I_{02f} = \frac{I_{b1f}L_{bT1} + I_{b2f}(L_{bT1} + L_{bT2})}{L_{bT1} + L_{bT2} + L_{bT3}} \quad (2.13)$$

$$I_{02q} = \frac{I_{b1q}L_{bT1} + I_{b2q}(L_{bT1} + L_{bT2})}{L_{bT1} + L_{bT2} + L_{bT3}} \quad (2.14)$$

In queste espressioni, I_{b1f} è la componente in fase della corrente spillata dall'Edificio 1, e si valuta come il prodotto della corrente di impiego valutata per l'edificio 1 moltiplicata per $\cos\varphi$ (pari a 0,9 nelle applicazioni che seguono), mentre I_{b1q} è la componente in quadratura della corrente spillata dall'Edificio 1, valutabile come il prodotto della corrente di impiego valutata per l'edificio 1 moltiplicata per $\sin\varphi$.

Significato analogo hanno le grandezze I_{b2f} e I_{b2q} .

Si valuta allora la corrente che fluisce nei tronchi 0-1, 1-2, 0-2, attraverso sottrazioni successive dei carichi che le correnti I_{01} e I_{02} alimentano.

Si avrà così ad esempio:

$$I_{12f} = I_{01f} - I_{b1f} \quad (2.15)$$

$$I_{12q} = I_{01q} - I_{b1q} \quad (2.16)$$

Se una delle due espressioni (2.15)(2.16) fornisce un valore negativo, allora ciò vuol dire che il punto 2 è un punto di inversione delle componenti in fase (equazione 2.15 fornisce un valore negativo) o un punto di inversione delle componenti in quadratura (equazione 2.16 fornisce un valore negativo).

Valutato il punto di inversione, sia esso il punto 2 per entrambe le componenti la massima caduta di tensione si valuterà nel modo che segue:

$$\Delta V_x = K_v (L_{bT1} r I_{01f} + L_{bT2} r I_{12f}) + K_v (L_{bT1} x I_{01q} + L_{bT2} x I_{12q}) \quad (2.17)$$

Nel caso in cui i punti di inversione fossero distinti, occorre considerare cautelativamente la somma della massima caduta di tensione sui sottosistemi in fase ed in quadratura (i due termini fra parentesi nella (2.17)).

Nel caso in cui le verifiche di congruità dessero esito negativo, occorrerà inserire, utilizzando anche valori suggeriti dal software, linee di sezione superiore.

II.1.3.3. Dati di input di interfaccia

I dati di input di interfaccia fra i sottosistemi termico ed elettrico sono diversi. Fra questi, certamente i dati che caratterizzano il sistema di cogenerazione. Di esso, infatti, occorre conoscere la potenza nominale e il tipo di funzionamento, ad inseguimento elettrico o termico. Si considera, nelle applicazioni che seguono, solo la tipologia ad inseguimento termico. In tal caso, occorre definire i parametri che caratterizzano l'erogazione di potenza da parte dell'impianto come input al sottosistema elettrico che proviene dal sottosistema termico.

La tipologia ad inseguimento elettrico ha come ipotesi sottostante che il cogeneratore sia esercito seguendo un determinato criterio di ottimizzazione elettrica, che al momento non è stato implementato.

Anche la localizzazione sul territorio degli edifici è un parametro che caratterizza entrambi i sottosistemi e proviene dal SS termico.

Un'altra grandezza di interfaccia, è la superficie degli edifici, sulla base della quale, stabilito l'uso dei locali, può essere definita la potenza elettrica di picco assorbita dalla utilizzazione.

Infine il diagramma di carico degli edifici. Questo potrà essere fornito dal SS termico oppure impostato dall'utente attraverso l'interfaccia grafica, in questo ultimo caso occorrerà comunque individuare quali sono gli apporti termici delle utilizzazioni elettriche che danno luogo al suddetto profilo di carico (pompe di calore).

II.1.4. L'interfaccia utente

L'interfaccia utente consente all'utilizzatore del software di impostare alcuni dati di input del programma di simulazione. Si immagina quindi una interfaccia grafica che possa stabilire una relazione fra la posizione dei punti su un piano e la localizzazione geografica del sistema considerato. Alcuni dei dati richiesti infatti fanno riferimento alla localizzazione territoriale dell'edificio. Si pensi ad esempio ai componenti che hanno un funzionamento basato sulla localizzazione territoriale (i.e.: dal punto di vista elettrico, impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile; dal punto di vista termico, condizioni climatiche del sito). Inoltre l'informazione relativa alla localizzazione reciproca degli edifici può essere fornita in coordinate cartesiane o attraverso il posizionamento di indicatori su un piano. La topologia della rete elettrica viene fornita al software attraverso l'interfaccia grafica creando delle connessioni fra i punti del piano e caratterizzando adeguatamente le stesse connessioni. L'utente potrà allora scegliere di agire sulle caratteristiche elettriche o termiche degli edifici e delle connessioni fra di essi. Tali edifici e le connessioni potranno essere rappresentati attraverso un grafo pesato i cui vertici ed i cui lati sono 'oggetti' complessi sul piano cui competono caratteristiche di tipo elettrico e termico.

II.1.4.1. Il sottosistema elettrico

Nel sottosistema elettrico, gli oggetti possono essere 'nodi' o 'connessioni'. Esistono due oggetti 'nodo': il 'nodo_PQ' ed il 'nodo_SL'. Fra gli oggetti 'connessioni' invece troviamo: gli oggetti 'linee' e gli oggetti 'trasformatori'. Tutti sono caratterizzati da vari attributi rappresentati schematicamente nella figura 2.7. In rosso sono indicati i dati di input condivisi con il sottosistema termico (dati di interfaccia). In blu la tipologia di nodo che fa riferimento al parcheggio per vetture elettriche e che potrà essere resa operativa solo a valle della caratterizzazione della modellazione probabilistica del suo comportamento dal punto di vista elettrico e che non è oggetto dell'attuale studio.

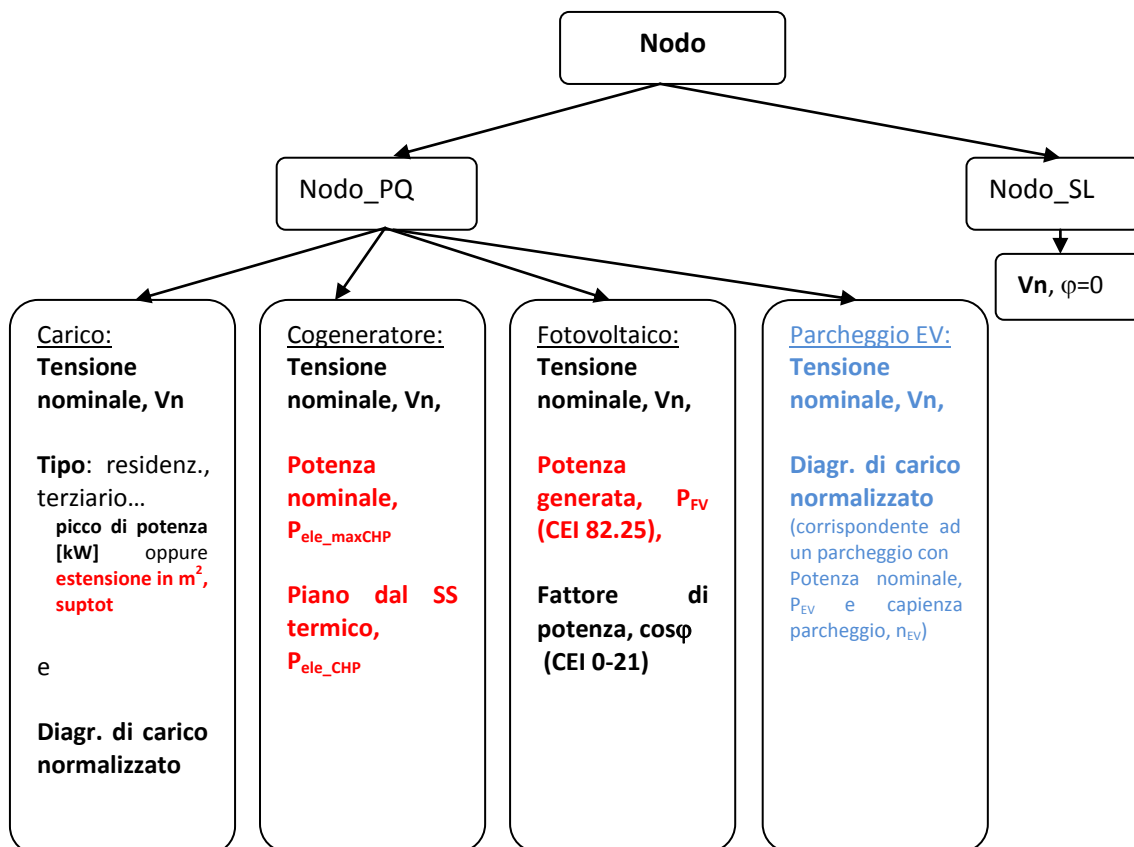


Figura 2.7 – Strutture dati (nodo) a supporto del modello di rappresentazione del sistema elettrico

Gli oggetti 'connessione' invece sono caratterizzati nel modo che segue:

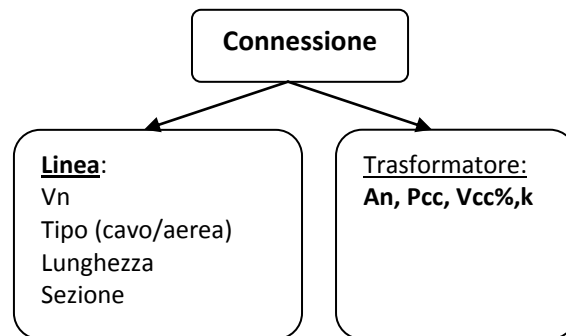


Figura 2.8 – Strutture dati (connessione) a supporto del modello di rappresentazione del sistema elettrico

L'oggetto 'nodo_SL' è caratterizzato dagli attributi: tensione nominale (Vn) e sfasamento (φ). L'oggetto 'nodo_PQ' invece può essere di struttura più complessa, giacché esso può rappresentare la compresenza di diversi componenti, quali un trasformatore, un carico, una microturbina o infine un impianto da fonte rinnovabile (eolico o fotovoltaico). Quindi l'oggetto 'nodo_PQ' è caratterizzato da vari set di attributi che caratterizzano ciascuna di queste tipologie e che vengono resi 'attivi', ossia modificabili, in modo gerarchico rispetto alla selezione della presenza di un dato componente. Tutte le grandezze, tranne quelle riferite alla definizione dell'andamento del profilo di carico elettrico, poiché si riferiscono a componenti ed impianti commerciali, verranno scelte in un set già preconstituito (tabelle).

II.1.4.2. Il diagramma di carico

Un diagramma di carico è la rappresentazione della potenza attiva richiesta da un'utenza nel periodo di riferimento. Al variare di tale periodo, si avranno diagrammi di carico orari, giornalieri, mensili o annuali. Il valore dell'area sottesa dal diagramma di carico corrisponde all'energia assorbita dall'utenza nel periodo di riferimento.

Un diagramma di carico è caratterizzato da alcuni parametri:

- periodo di riferimento T;
- potenza minima P_{\min} ;
- potenza massima o picco di potenza P_{\max} ;
- potenza media nel periodo di riferimento P_m ;
- fattore di utilizzazione del carico massimo u ;
- durata di utilizzazione del carico massimo, t_u , espressa come:

$$t_u = \frac{T P_m}{P_{\max}} \quad (2.18)$$

Dove T è il periodo di riferimento.

Con riferimento ai diagrammi di carico giornalieri, si osserva che utenti del sistema elettrico appartenenti alla stessa categoria (residenziale, commerciale, etc.) presentano diagrammi di carico con andamenti simili. A titolo di esempio, si riportano nelle figure 2.9-2.13 esempi di diagrammi di carico giornalieri medi espressi in p.u. del picco di potenza per le seguenti categorie di utenze:

- c1. residenziale domestica;
- c2. residenziale alberghiera;
- c3. ospedaliero;

- c4. terziario uffici;
- c5. terziario commerciale.

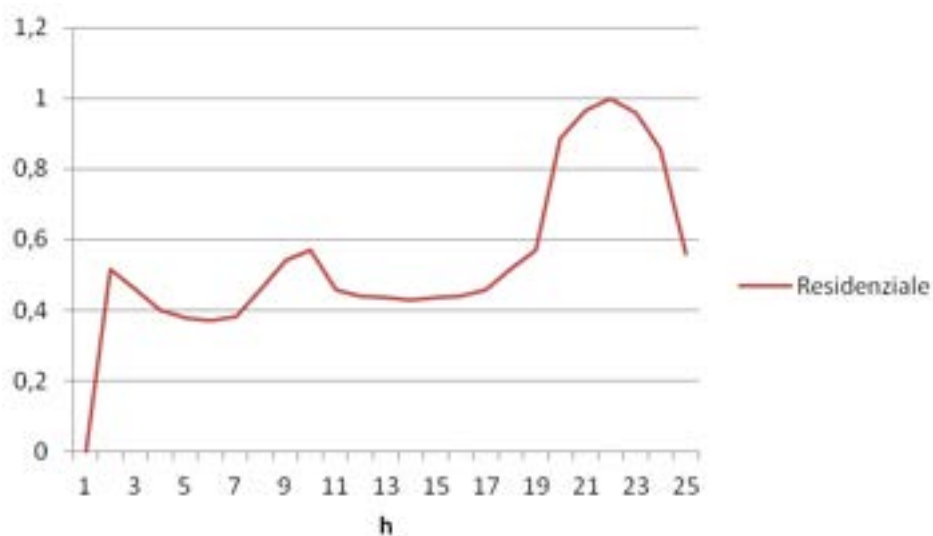


Figura 2.9 – c1, Diagramma di carico giornaliero di un'utenza del settore residenziale domestico

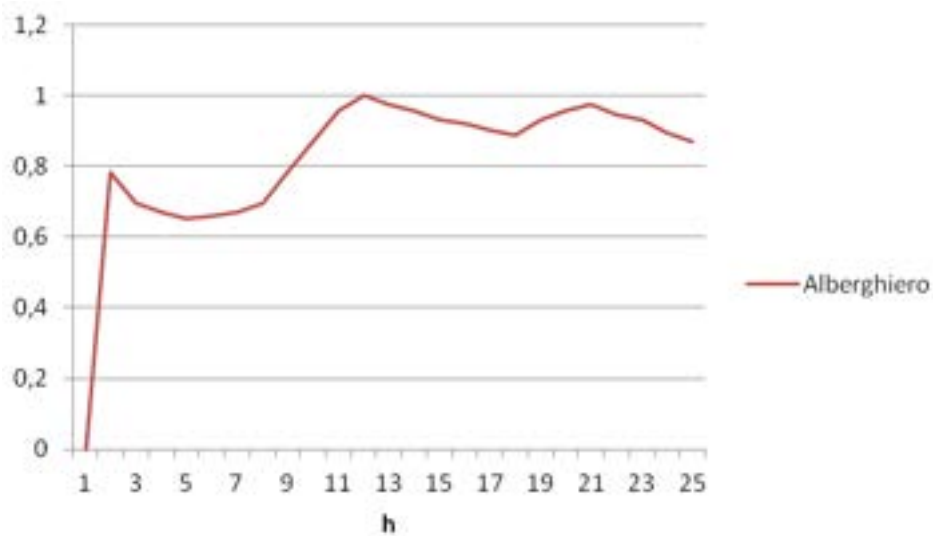


Figura 2.10 – c2, Diagramma di carico giornaliero di un'utenza del settore residenziale alberghiero

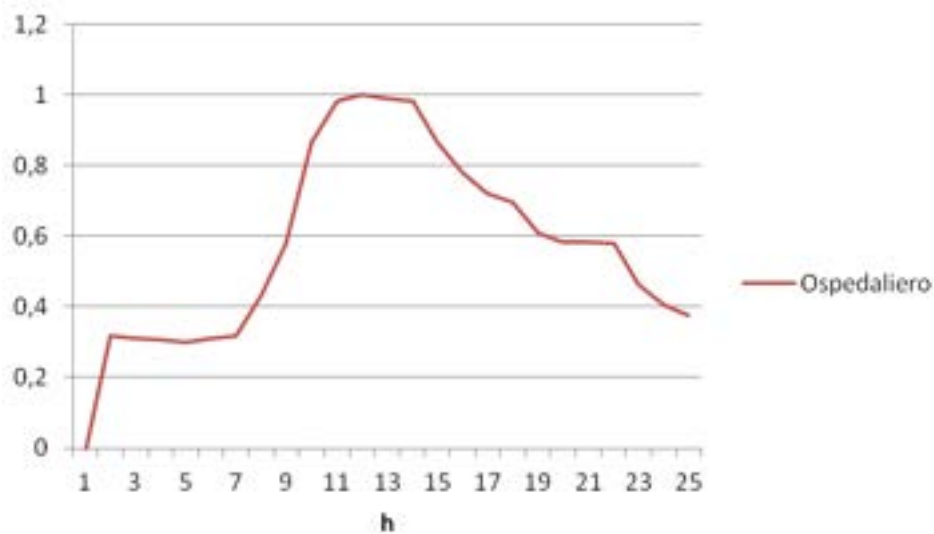


Figura 2.11 – c3, Diagramma di carico giornaliero di un'utenza del settore ospedaliero

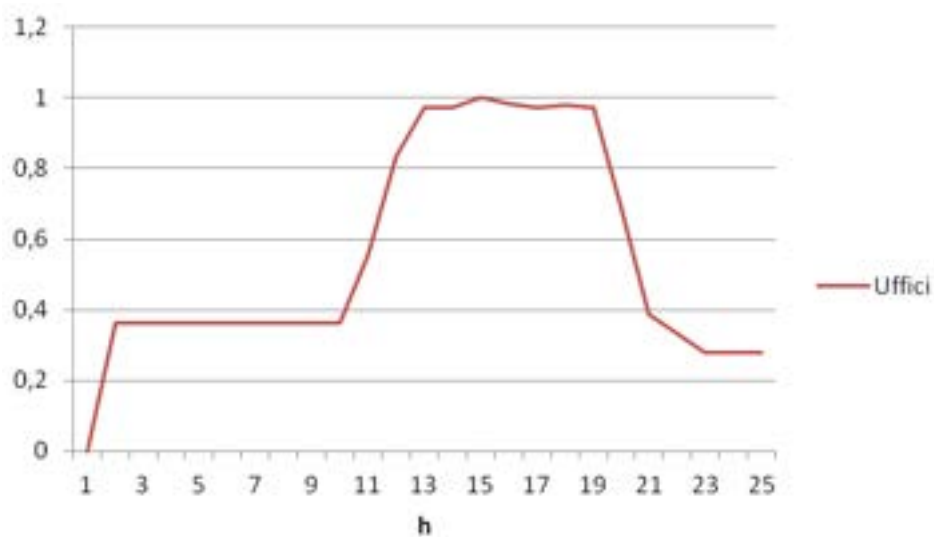


Figura 2.12 – c4, Diagramma di carico giornaliero di un'utenza del settore terziario uffici

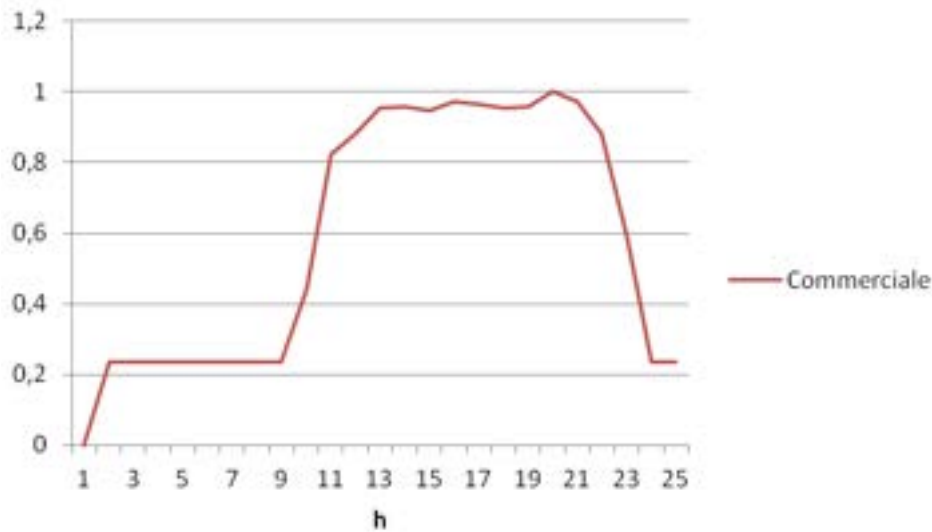


Figura 2.13 – c5, Diagramma di carico giornaliero di un'utenza del settore terziario commerciale

I valori numerici corrispondenti ai diagrammi suindicati sono riportati nella tabella 2.6 di seguito.

Tabella 2.6 – Diagrammi di carico

h	c1 Residenziale	c2 Alberghiero	c3 Ospedaliero	c4 Uffici	c5 Commerciale
0	0,51428571	0,7826087	0,31791908	0,36111111	0,23529412
1	0,45714286	0,69565217	0,31213873	0,36111111	0,23529412
2	0,4	0,66956522	0,30635838	0,36111111	0,23529412
3	0,37714286	0,65217391	0,30057803	0,36111111	0,23529412
4	0,37142857	0,66086957	0,31213873	0,36111111	0,23529412
5	0,38285714	0,66956522	0,31791908	0,36111111	0,23529412
6	0,45714286	0,69565217	0,43352601	0,36111111	0,23529412
7	0,54285714	0,7826087	0,57803468	0,36111111	0,23529412
8	0,57142857	0,86956522	0,86705202	0,36111111	0,44117647
9	0,45714286	0,95652174	0,98265896	0,55555556	0,82352941
10	0,44	1	1	0,83333333	0,88235294
11	0,43428571	0,97391304	0,98843931	0,97222222	0,95294118
12	0,42857143	0,95652174	0,98265896	0,97222222	0,95882353
13	0,43428571	0,93043478	0,86705202	1	0,94705882
14	0,44	0,92173913	0,78034682	0,98333333	0,97058824
15	0,45714286	0,90434783	0,72254335	0,97222222	0,96470588
16	0,51428571	0,88695652	0,69364162	0,97777778	0,95294118
17	0,57142857	0,93043478	0,60693642	0,97222222	0,95882353
18	0,88571429	0,95652174	0,58381503	0,69444444	1
19	0,96571429	0,97391304	0,58381503	0,38888889	0,97058824
20	1	0,94782609	0,57803468	0,33333333	0,88235294
21	0,96	0,93043478	0,46242775	0,27777778	0,58823529
22	0,85714286	0,89565217	0,40462428	0,27777778	0,23529412
23	0,56	0,86956522	0,37572254	0,27777778	0,23529412

Come si vede nella figura 2.7, il nodo_PQ di tipo 'carico' viene caratterizzato dalla tensione nominale Vn, da un diagramma di carico normalizzato in base al picco di potenza, dal valore del picco di potenza. Come già

detto, questo ultimo valore può essere fornito dall'utente o, in alternativa, può essere dedotto dalla indicazione sulla tipologia del carico e sulla dimensione della superficie dell'edificio a cui si riferisce in m².

La superficie coperta dell'edificio è un dato di interfaccia condiviso con il sottosistema termico.

Un'altra metodologia per ottenere un diagramma di carico è quello di generarlo utilizzando il valore medio e la deviazione standard della potenza assorbita in ciascun intervallo di tempo elementare ed applicando dei coefficienti che tengano conto della differenza fra giornate feriali e festive e della stagionalità [3],[4].

Qualora non siano disponibili il valore medio e la deviazione standard della potenza assorbita in ciascun intervallo di tempo, il diagramma di carico può essere dedotto utilizzando il metodo Montecarlo come descritto nel report I. In questo caso, però, occorre conoscere le singole utilizzazioni elettriche e le abitudini di quanti occupano l'edificio oggetto dello studio. Peraltro, la caratterizzazione probabilistica delle utilizzazioni assume significato nel caso in cui ci si riferisce ad utenze domestiche. Per utenze del terziario o uffici, l'impiego di apparecchiature di tipo elettrico è più regolare e non necessita di modellazione statistica.

II.1.4.3. I cogeneratori

I cogeneratori sono rappresentati come macchine a inseguimento termico, di essi quindi viene fornito dal sottosistema termico, in ciascun intervallo di tempo elementare, un valore di potenza attiva $P_{\text{ele_CHP}}$ corrispondente alla erogazione di una certa quantità di calore.

Per i cogeneratori, è possibile anche definire la modalità di funzionamento in relazione alla possibile erogazione/assorbimento di potenza reattiva. L'utente potrà scegliere una delle seguenti opzioni:

1. erogazione /assorbimento a $\cos\phi$ fisso
2. erogazione/assorbimento a potenza reattiva fissa.

In base alla nuova norma CEI 0-21, in presenza di inverter di interfaccia, è possibile che gli utenti in bT possano avere un comportamento regolante nei confronti della tensione quando la tensione misurata ai morsetti della unità supera il 110% della tensione nominale e quando la stessa tensione va al di sotto del 90% della stessa tensione nominale e quando la potenza attiva erogata è maggiore di 0,5 P_n. Tuttavia, poiché tale comportamento regolante ha tempi di espletamento dell'ordine dei secondi e la simulazione nel contesto in esame viene eseguita ogni 15 minuti, si ritiene che i profili 1 e 2 individuati e peraltro descritti nella norma CEI 0-21 siano adeguati.

Il profilo 1, detto 'profilo triangolare' fornisce per ciascun punto di lavoro attivo, P, e per dato $\cos\phi$ una potenza reattiva di valore assoluto pari a:

$$Q = P \tan\phi \quad (2.19)$$

Tale valore non deve potere superare in valore assoluto il 48,43% della potenza attiva nominale.

Il profilo 2, invece, impone che qualunque sia il valore di potenza attiva iniettato, il valore di potenza reattiva debba essere pari ad un valore di potenza reattiva fissato (profilo rettangolare, il 48,43% della potenza attiva nominale).

II.1.4.4. La produzione da fonte fotovoltaica

Per quanto riguarda la stima della produzione da fonte fotovoltaica si rimanda al report stilato dall'ENEA nella stessa annualità.

II.1.4.5. Le connessioni: i trasformatori

Come si evince dal modello di rete che può essere analizzato con il software realizzato, i trasformatori che possono essere presenti nel sistema sono trasformatori MT/bT.

Nelle tabelle 7 e 8 sono riportate le caratteristiche dei trasformatori maggiormente in uso nelle reti di distribuzione.

Potenza nominale (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite dovute al carico (W)	Impedenza di cortocircuito (%)	Corrente a vuoto (% In)	Livello di potenza sonora dB (A)
50	190	1100	4	2,9	55
100	320	1750	4	2,5	59
160	460	2350	4	2,3	62
250	650	3250	4	2,1	65
400	930	4600	4	1,9	68
630	1300	6500	4	1,8	70
1000	1700	10500	6	1,5	73
1600	2600	17000	6	1,3	76
(2000)	3200	22000	6	1,2	79
2500	3800	26500	6	1,1	81

Tabella 2.7. Trasformatori di distribuzione in olio (serie normale).

Potenza nominale (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite dovute al carico (W)	Impedenza di cortocircuito (%)	Corrente a vuoto (% In)	Livello di potenza sonora dB (A)
50	150	850	4	1,9	46
100	250	1400	4	1,6	48
150	380	1850	4	1,3	50
250	520	2800	4	1,1	52
400	740	3650	4	0,9	54
630	1040	5200	4	0,8	56
630	900	5600	6	0,8	56
1000	1330	9000	6	0,7	58
1600	2090	13000	6	0,6	60
(2000)	2400	16000	6	0,5	62
2500	3040	21000	6	0,5	64

Tabella 2.8. Trasformatori di distribuzione in olio (serie a perdite ridotte).

II.1.4.6. Le connessioni: le linee

Come si evince dal modello di rete che può essere analizzato con il software realizzato, le linee presenti possono essere in cavo in bT o in MT e in linea aeree in MT.

Nelle tabelle 9, 10, e 11 seguenti sono riportate le tabelle caricate nel software realizzato. Le tabelle riportano le caratteristiche elettriche delle linee e dei cavi, I_z è la portata in A, mentre r ed x sono resistenza e reattanza chilometrica in Ω/km , S è la sezione in mm^2 . La tabella 2.9 si riferisce a cavi multipolari di bassa tensione in posa interrata ed isolati in gomma (Fonte: Norma CEI 35023 [5]).

Iz A	S mm ²	Cavi multipolari	
		r Ω/km	X Ω/km
23	1,5	12,17	0,118
31	2,5	7,32	0,109
40	4	4,58	0,101
49	6	3,04	0,0955
67	10	1,83	0,0861
85	16	1,15	0,0817
110	25	0,731	0,0813
133	35	0,527	0,0783
163	50	0,389	0,0779
198	70	0,269	0,0751
233	95	0,194	0,0762
268	120	0,154	0,074
304	150	0,126	0,0745
340	185	0,1	0,0742
397	240	0,0779	0,0752
448	300	0,0629	0,075
519	400	0,0504	0,0742

Tabella 2.9 – Caratteristiche elettriche di cavi BT multipolari in tubi interrati a contatto

La tabella 2.10 si riferisce a linee aeree di Media tensione. Per esse si assume portata uniforme e pari a 300 A.

S mm ²	r Ω/km	d mm
1x10	1,83	4,04
1x16	1,16	5,1
1x25	0,73	6,35
1x35	0,52	7,55
1x50	0,39	8,82
1x70	0,27	10,5
1x95	0,19	12,54
1x120	0,15	13,82
1x150	0,12	15,73
1x185	0,1	17,52
1x240	0,08	20,21

Tabella 2.10 – Caratteristiche elettriche di conduttori in rame nudo per linee aeree MT (Iz= 300 A)

Infine la tabella 2.11 si riferisce a cavi MT interrati con anima in rame isolati in XLPE con disposizione in piano.

S mm ²	Disposizione in piano		Iz A
	r Ω/km	x Ω/km	
35	0,669	0,200	206
50	0,494	0,190	244
70	0,342	0,190	289
95	0,246	0,180	358
120	0,196	0,180	406
150	0,159	0,170	454
185	0,128	0,170	512
240	0,099	0,160	591

Tabella 2.11 – Caratteristiche elettriche di cavi MT

Infine le suscettanze chilometriche si assume che valgano 2.89 μS/km per le linee in cavo MT, 17.52 μS/km per le linee aeree MT e 58 μS/km per le linee in cavo bT. Visti i valori di tensione in gioco, si trascurerà la corrente trasversale di natura capacitiva drenata dalle linee in bT.

II.2. Descrizione del software che implementa il sottosistema elettrico

Il software che implementa il sottosistema elettrico deve essenzialmente svolgere l'analisi di Load flow utilizzando il ben noto algoritmo di Newton Raphson richiamato nel Report I. Il software delegato alla risoluzione del problema dell'analisi del Load Flow è stato realizzato mediante un set di funzioni codificate in linguaggio MatLab. Data la natura prettamente numerica della procedura, la parametrizzazione del motore di calcolo è molto limitata e ridotta esclusivamente all'inserimento dei dati di interfaccia.

II.2.1. Motore di risoluzione numerica

Il cuore del sistema è quello che implementa il metodo di Newton-Raphson per la risoluzione del sistema di equazioni non lineari associato alla rete elettrica presa in considerazione. Tale metodo è di natura iterativa. Esso consiste nel trovare, ad ogni passo di iterazione, un nuovo set di soluzioni del sistema a partire dal set ricavato al passo precedente, corretto utilizzando le informazioni sulle derivate delle funzioni considerate.

Di seguito si riporta lo pseudo-codice dell'algoritmo:

1. Genera un set iniziale di soluzioni (la scelta iniziale è quella di utilizzare 0 per gli sfasamenti ed 1 p.u. per le tensioni).
2. Risolvere il bilancio delle potenze usando la stima corrente delle tensioni e degli sfasamenti.
3. Linearizzare il sistema nell'intorno della stima corrente delle tensioni e degli sfasamenti (calcolo dello Jacobiano).
4. Risolvere il sistema lineare associato per trovare il vettore delle correzioni.
5. Aggiornare la stima delle tensioni e degli sfasamenti.
6. Controllo della condizione di arresto, se raggiunta, termina, altrimenti torna al passo 2.

La condizione di arresto dell'algoritmo consiste in un controllo sulla norma del vettore di correzione delle soluzioni verificando se questa è al di sotto di una soglia di tolleranza dell'errore. Le variabili da stimare inoltre possono essere diverse dalla tensione e dagli sfasamenti, a seconda del tipo di nodo considerato, ma le stesse considerazioni restano valide purché le funzioni da linearizzare vengano esplicitate in modo diverso.

In particolare, i nodi della rete possono essere di tre tipi, i quali vengono illustrati in tabella 2.12 insieme alle grandezze incognite ad essi associate.

Tabella 2.12 – Variabili incognite nei diversi tipi di nodi.

Tipo	Significato	P	Q	V	δ
Slack	Nodo di saldo	incognita	incognita	nota	nota
P-V bus	Nodo a tensione controllata	nota	incognita	nota	incognita
P-Q bus	Nodo a potenza controllata	nota	nota	incognita	incognita

II.2.1.1. Suddivisione del codice

Il codice sorgente è composto da diverse funzioni, di seguito in tabella 2.13 si riportano solo quelle principali, omettendo quelle di utilità. Si rimanda ai commenti del codice per informazioni dettagliate.

Tabella 2.13 – Principali funzioni del sottosistema di load flow analysis.

Nome funzione	Descrizione
Nrlfppg	Funzione principale per l'esecuzione del metodo di Newton-Raphson, si occupa di alcune operazioni di pre-processing, come il calcolo di valori intermedi, il motore di calcolo iterativo, e le chiamate alla procedura di calcolo del Load-flow.
Ybusppg	Funzione per il calcolo della matrice delle impedenze a partire dalle informazioni sulle connessioni della rete.
Loadflow	Funzione per il calcolo delle informazioni inerenti al Load-flow.
printNetwork	Funzione di ispezione dei risultati che stampa le informazioni ricavate dall'analisi del Load-flow.

Per l'esecuzione completa del processo di analisi del load flow è sufficiente effettuare una chiamata alla funzione principale **nrlfppg**, avente la seguente intestazione:

```
function [Pi Qi Pg Qg Pl Ql loss] = nrlfppg(busd,linedata,print)
```

della quale si riportano le informazioni di interfaccia in tabella 2.14 (ingressi) e in tabella 2.15 (uscite).

Tabella 2.14 – Parametri di ingresso della funzione nrlfppg.

Parametri di ingresso	
Nome parametro	Descrizione
busd	Struttura dati contenente la descrizione dei nodi della rete, vedi 2.16.
linedata	Struttura dati contenente la descrizione della topologia di connessione della rete, vedi 2.17.
print	Flag per la visualizzazione dei risultati, 1 per visualizzare, 0 per sopprimere l'output.

Tabella 2.15 – Parametri di uscita della funzione nrlfppg.

Parametri di uscita	
Nome parametro	Descrizione
Pi	Vettore delle potenze attive iniettate nell' <i>i</i> -imo nodo.
Qi	Vettore delle potenze reattive iniettate nell' <i>i</i> -imo nodo.
Pg	Vettore delle potenze attive generate dall' <i>i</i> -imo nodo.
Qg	Vettore delle potenze reattive generate dall' <i>i</i> -imo nodo.
Pl	Vettore delle potenze attive caricate sull' <i>i</i> -imo nodo.
Ql	Vettore delle potenze reattive caricate sull' <i>i</i> -imo nodo.
loss	Perdite totali sulla rete per effetto Joule.

II.2.1.2 Definizione della rete

Come descritto nel precedente paragrafo, i parametri **busd** e **linedata** della funzione **nrlfppg** contengono le strutture dati che definiscono la rete in tutte le sue caratteristiche, sia elettriche che topologiche.

Busd è una matrice avente 11 colonne e tante righe quanti sono i nodi della rete. Di seguito in tabella 2.16 viene illustrato il significato di ogni colonna.

Tabella 2.16 – Descrizione della struttura dati *busd* contenente i nodi della rete.

Struttura busd – Definizione dei nodi della rete		
Indice di colonna	Valore	Descrizione
1	From	ID del nodo origine
2	To	ID del nodo destinazione
3	Vsp	Valore di tensione del nodo
4	Theta	Angolo di sfasamento della tensione
5	PGi	Potenza attiva generata dal nodo
6	QGi	Potenza reattiva generata dal nodo
7	PLi	Potenza attiva caricata sul nodo
8	QLi	Potenza reattiva caricata sul nodo
9	Qmin	Soglia inferiore della potenza
10	Qmax	Soglia superiore della potenza
11	Cosphi	cos(phi) del nodo

La struttura dati **linedata** è anche essa una matrice con 6 colonne descritta in tabella 2.17.

Tabella 2.17 – Descrizione della struttura dati *linedata* contenente la topologia (connessioni) della rete.

Struttura linedata – Definizione della topologia della rete		
Indice di colonna	Valore	Descrizione
1	Bus	ID del nodo
2	To	Tipologia del nodo: 1 = Nodo Slack 2 = Nodo PV 3 = Nodo PQ
3	R	Resistenza della linea in p.u.
4	X	Reattanza della linea in p.u.
5	B/2	Parametro del trasformatore in p.u.
6	X'mer	-

II.2.1.3. Integrazione in Simulink

Dato che la versione attuale del simulatore di Odesse poggia sul software Simulink di Matlab, per l'integrazione del risolutore dell'analisi del load flow, è stato necessario incapsulare il pacchetto di funzioni all'interno di un blocco Simulink ad hoc. Per tale scopo è stata utilizzata un'istanza del blocco Simulink "M-file", figura 2.14.

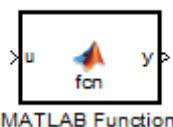


Figura 2.14 – Esempio di blocco M-file

Il problema principale da affrontare in tale contesto è quello di scegliere un'interfaccia adeguata che mappi i pin di ingresso/uscita del modulo con i parametri di ingresso/uscita della funzione `nrlfppg`. Il passaggio da codice Matlab puro a blocco Simulink avviene al costo della perdita di flessibilità, in quanto l'interfaccia a pin di Simulink è statica, quindi è necessario prevedere *a priori* di quanti e quali ingressi/uscite è necessario disporre. Ciononostante, è possibile effettuare in un secondo tempo la riconversione del sistema

ai propri bisogni in tempi molto ridotti, essendo necessario esclusivamente effettuare nuovamente il mapping fra il set di pin di ingressi/uscite con i parametri della funzione `nrlfppg`.

II.2.1.3 Esempio di integrazione in Simulink

Di seguito viene illustrato un esempio reale di integrazione in Simulink. In tale esempio, si suppone di avere una rete test (figura 2.15), i cui parametri sono contenuti in due funzioni di configurazione (`testbusdata()` e `testlinedata()`) con le seguenti caratteristiche:

- Collegamento alla rete elettrica, nodo 1
- Cogeneratore nel nodo 5
- Pannello fotovoltaico nel nodo 4
- Carico nei nodi 4, 6 e 7
- nodo di derivazione nel nodo 3

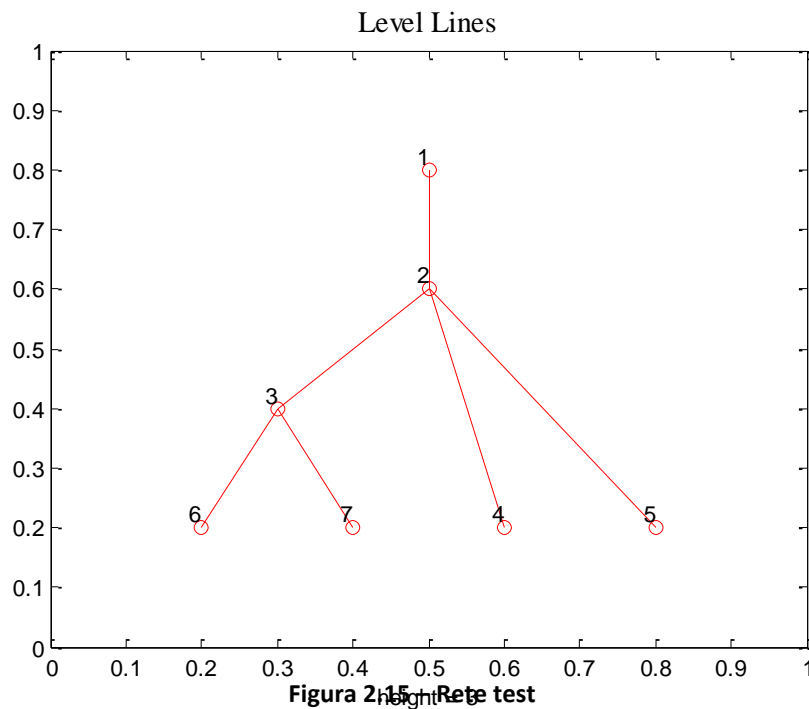


Figura 2.15 Rete test

In tale situazione si richiede di potere inserire come input le seguenti informazioni:

- Configurazione della rete: *linedata*
- Configurazione dei nodi: *busdata*
- Potenza prodotta dal cogeneratore: *Pele_chp*
- Potenza prodotta dal pannello fotovoltaico: *Pfv_ac*
- Carico nei tre nodi: *load1, load2, load3*.

Mentre come uscita si ipotizza siano di interesse le seguenti grandezze:

- Perdite totali sulla rete: *loss*
- Potenza iniettata nel nodo di saldo: *Pi_slack*

Per tale scenario il blocco *M-file* verrà parametrizzato come segue (listato 1):

```
function [loss Pi_slack] = loadflow(linedata,busdata,pele_chp,pfv_ac,load1,load2,load3)

busdt = testbusdata();
linedt = testlinedata();

busdt(5,5) = pele_chp; //Potenza attiva generate dal CHP
busdt(5,6) = pele_chp*tan(acos(busdt(5,11))); /Potenza reattiva del CHP
busdt(4,7) = load1 - pfv_ac(i); //la produzione fotovoltaica è considerata
un carico negativo
busdt(4,8) = load1*tan(acos(busdt(4,11))) - pfv_ac*tan(acos(busdt(4,11))) ;
busdt(6,7) = load2;
busdt(6,8) = load2*tan(acos(busdt(6,11)));
busdt(7,7) = load3;
busdt(7,8) = load3*tan(acos(busdt(7,11)));

[Pi Qi Pg Qg Pl Ql loss] = nrlfppg(busdt,linedt,0);
Pi_slack = Pi(1);
```

Listato 1 – Parametrizzazione del blocco M-file nello scenario test considerato

In tal modo i pin di ingresso ed uscita verranno configurati automaticamente secondo l'intestazione della funzione redatta e si otterrà il blocco visualizzato in Figura 2.16 al quale sarà possibile fare i collegamenti ai pin come di consueto.

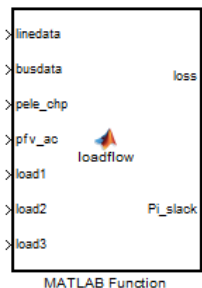


Figura 2.16 – Blocco M-file risultante per lo scenario test considerato

Normalmente gli ingressi *linedata* e *busdata* poiché sono costanti, possono essere cablati ad una struttura *Data Store* di Simulink, tramite i blocchi appropriati, che sono i seguenti:

- Data Store Memory: per l'inizializzazione ed il mantenimento in memoria della struttura dati.
- Data Store Read: per la lettura dei dati presenti nel Data Store.

I blocchi vanno replicati per la struttura *linedata* e per *busdata*. I blocchi Data Store Memory vanno inizializzati con una procedura che genera la corrispondente struttura dati necessaria (si vedano le tabelle 16 e 17).

Un esempio di corretto cablaggio dei blocchi descritti è mostrato in figura 2.17. Si noti che per evitare warning di tipo *ReadBeforeWrite* è necessario sopprimere i warning relativi dalle configurazione del modello Simulink.

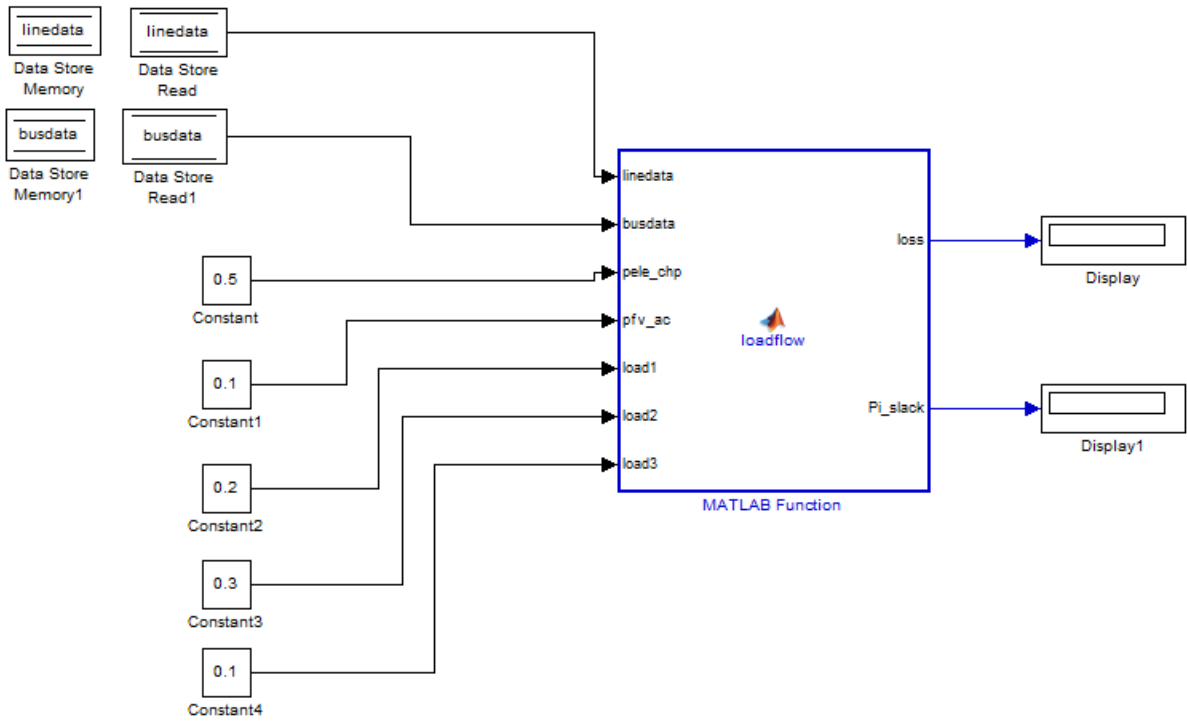


Figura 2.17 - Esempio di sistema elettrico completo

II.2.5. Interfaccia per la realizzazione di reti

Al fine di semplificare la creazione delle reti elettriche di cui effettuare la load flow analysis, è stato realizzato un sistema CAD (Computer Aided Drafting) per la progettazione grafica della stessa, mediante la diagrammazione dei nodi e delle connessioni degli elementi della rete, congiuntamente alla loro parametrizzazione.

Tramite questa interfaccia l'utente può, mediante semplici operazioni grafiche effettuate col mouse e l'inserimento di dati nelle proprietà degli oggetti, realizzare dei modelli validi da inserire nel sottosistema elettrico per eseguirne l'analisi di load flow.

In Figura 2.18 2.18, è mostrata una schermata rappresentativa dell'interfaccia stessa.

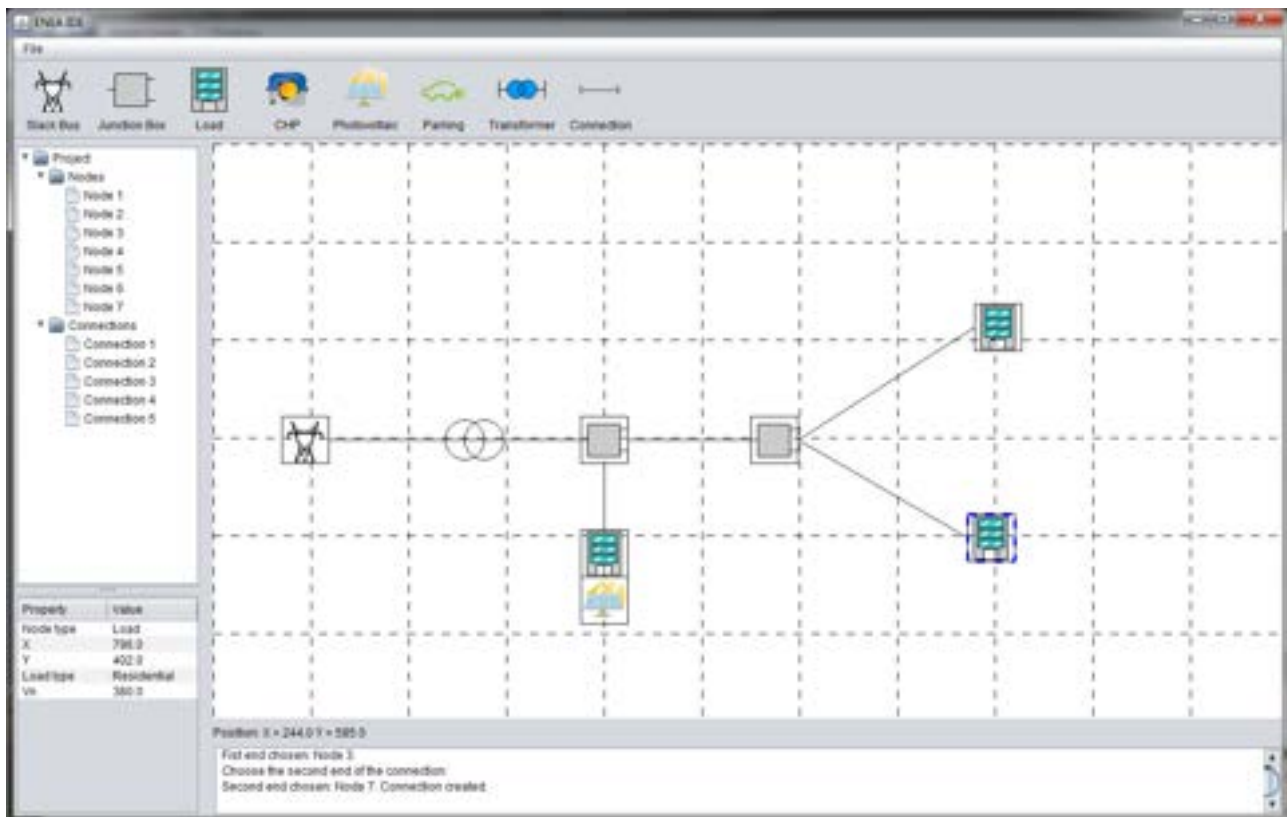


Figura 2.18 – Schermata del software di interfaccia per la creazione di modelli elettrici.

Le funzionalità disponibili all'utente sono le seguenti, e sono rappresentate in figura 2.19, mediante un diagramma dei casi d'uso.

- Creazione del modello (CreateModel)
- Archiviazione del modello (ArchiveModel), specializzate con:
 - SaveModel (Salvataggio del modello su file)
 - LoadModel (Caricamento del modello da file)
- Esportazione del modello per l'integrazione in Matlab (ExportModel)
- Verifica di congruità sul modello (CheckModel)

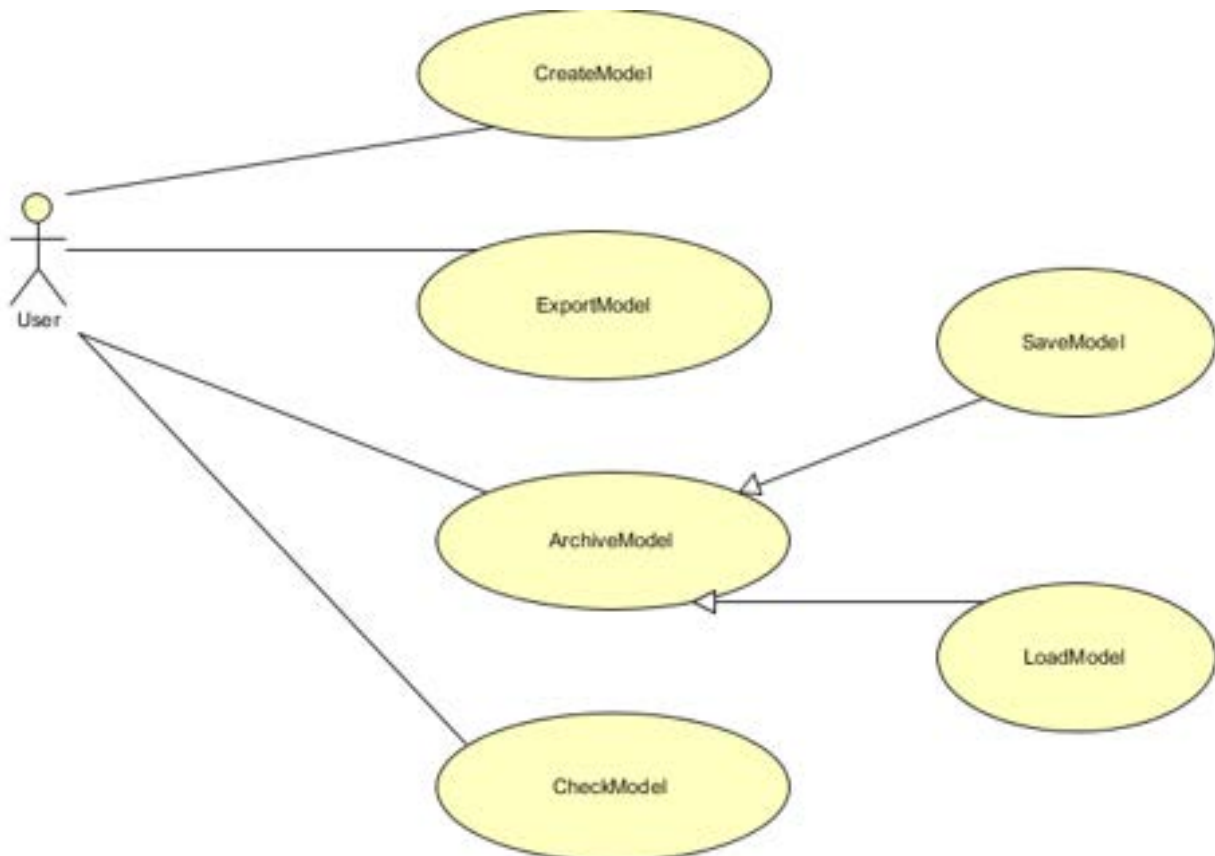


Figura 2.19 – Diagramma dei casi d’uso (funzionalità) dell’interfaccia CAD per la progettazione delle reti elettriche.

Il modello su cui si fonda l’interfaccia, si basa su differenti classi che istanziano i vari oggetti che l’utente può inserire nel progetto, i quali ricalcano i vari elementi che possono far parte della rete elettrica da simulare per l’analisi del load flow.

Gli oggetti sono i seguenti e sono rappresentati nelle loro gerarchie in figura 2.20.

- **SystemModel**: classe contenitore del modello del sistema, realizzata come contenitore di nodi e connessioni.
- **SystemNode**: superclasse rappresentante un generico nodo della rete, specializzato in sei diverse sottoclassi:
 - **SlackNode**: nodo di saldo alla rete elettrica pubblica
 - **JunctionBoxNode**: nodo rappresentante una cassetta di sezionamento della rete
 - **LoadNode**: nodo di carico energetico
 - **CHPNode**: nodo contenente un cogeneratore
 - **PhotovoltaicNode**: nodo contenente pannelli fotovoltaici
 - **ParkingNode**: nodo contenente un parcheggio per veicoli elettrici
- **SystemConnection**: superclasse rappresentante una generica connessione della rete, specializzato in due diverse sottoclassi:
 - **TransformerConnection**: connessione rappresentante un trasformatore
 - **LineConnection**: connessione rappresentante una linea elettrica fra due nodi della rete
 - **AdjacencyConnection**: connessione rappresentante l’adiacenza spaziale di due nodi

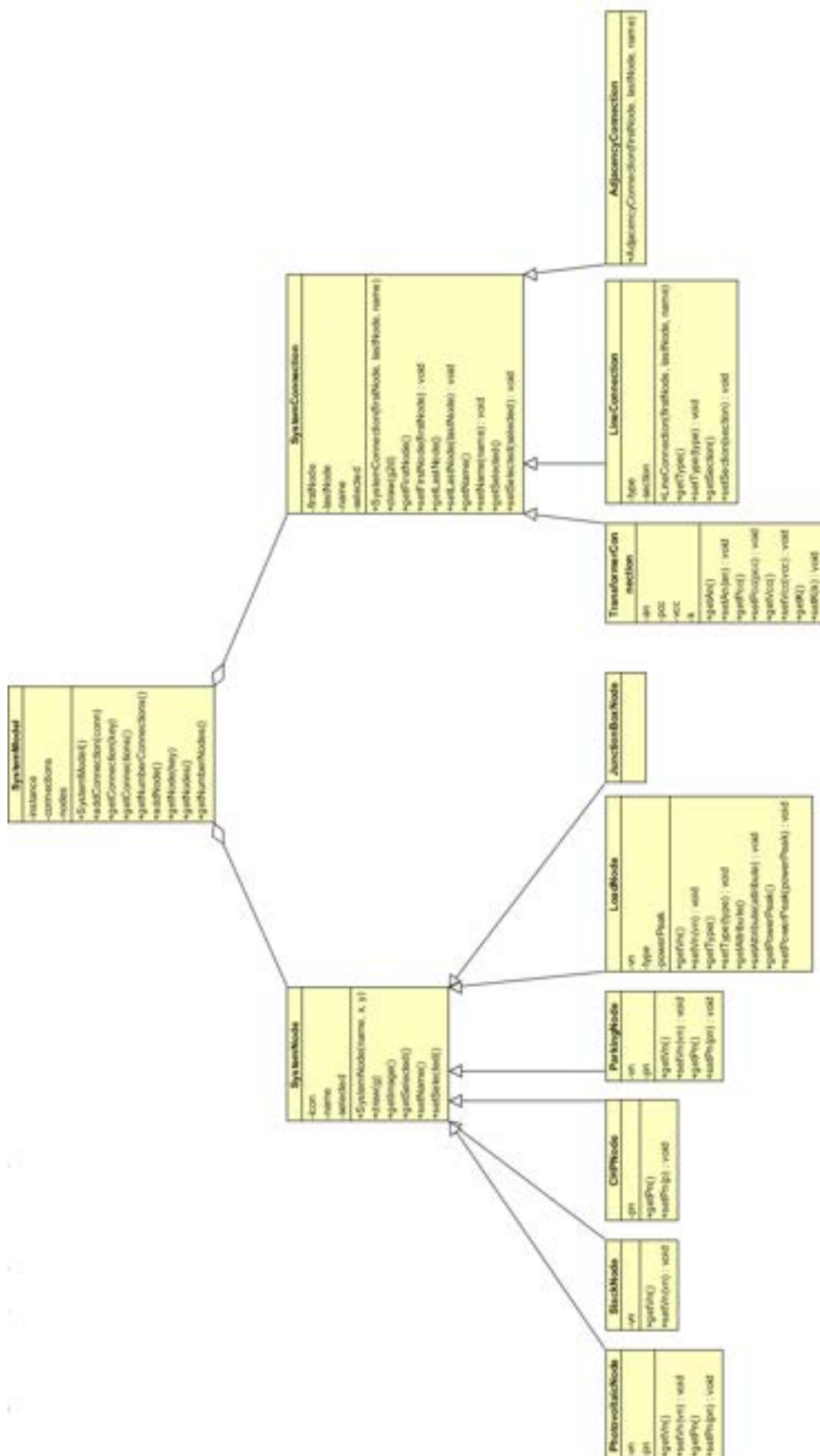


Figura 2.20 – Diagramma delle classi del modello elettrico

II.2.1.4 Esportazione del modello

Per l'esportazione del modello è stato scelto un formato basato su XML. XML (eXtensible Markup Language) è un linguaggio a marcatori (markup) che consente di definire formati di documenti proprietari di tipo testuale e fornisce regole e meccanismi per verificarne la validità.

In tal modo è possibile garantire l'interoperabilità multiplatforma (es. Java, Matlab, etc.) dei modelli creati grazie a delle librerie e un'API (Application Programming Interface, cioè un set di librerie per il programmatore) standard, senza dovere quindi progettare, implementare e documentare delle routine di esportazione per documenti di formato proprietario.

Il formato XML è stato definito sulla base di quello che è l'organizzazione del modello per come è stato definito in Figura 2.20. Tale definizione è stata formalizzata in un documento DTD (Document Type Definition), il quale è riportato nel Listato 2:

```
<!ELEMENT model (nodes?, connections?)>
<!ELEMENT nodes (node*)>
<!ELEMENT connections (connection*)>
<!ELEMENT node EMPTY>
<!ELEMENT connection EMPTY>

<!ATTLIST model
  name CDATA #REQUIRED
>
<!ATTLIST node
  id          CDATA #REQUIRED
  type        (slack|chp|load|parking|junctionbox|photovoltaic) #REQUIRED
  posX        CDATA #REQUIRED
  posY        CDATA #REQUIRED
  vn          CDATA #IMPLIED
  pn          CDATA #IMPLIED
  loadtype    (overhead|underground_mt|underground_bt) #IMPLIED
  powerpeak   CDATA #IMPLIED
>
<!ATTLIST connection
  type        (transformer|line|adjacency) #REQUIRED
  firstNode   CDATA #REQUIRED
  lastNode    CDATA #REQUIRED
  section     CDATA #IMPLIED
>
```

Listato 2 – Definizione del DTD del formato XML utilizzato per i modelli elettrici

In tal modo, è possibile definire documenti XML validabili e, quindi, certamente compatibili con qualunque sistema software che segua la specifica. Un esempio di modello definito secondo tale formato è mostrato nel Listato 3.

```
<?xml version="1.0"?>
<model name="prova">
  <nodes>
    <node id="1" type="slack" posX="10" posY="20"/>
    <node id="2" type="load" posX="10" posY="20" vn="380" pn="0.1"/>
    <node id="3" type="chp" posX="10" posY="20" vn="380" pn="0.1"/>
  </nodes>
  <connections>
    <connection id="1" type="transformer" firstNode="1" lastNode="2"/>
    <connection id="2" type="line" firstNode="2" lastNode="3"/>
  </connections>
</model>
```

Listato 3 – Definizione di un modello elettrico d'esempio in formato XML

II.3. Applicazioni

II.3.1. Descrizione degli scenari test

L'insieme di edifici a cui si fa riferimento ha una posizione spaziale in pianta (in termini di coordinate cartesiane rispetto ad un riferimento) ed una destinazione d'uso definite. Nelle diverse applicazioni che si riportano, variano i diagrammi di carico e quindi la potenza richiesta dalle varie utilizzazioni.

La rete cui si farà riferimento per i test è una rete in bassa tensione (0,4 kV) alimentata da un trasformatore MT/bT da 250 kVA, le cui caratteristiche sono riassunte di seguito:

$$A_n = 250 \text{ kVA}$$

$$V_{cc}\% = 6\%$$

$$V_{1n} = 20 \text{ kV}$$

$$V_{2n} = 0,4 \text{ kV}$$

$$P_{cc} = 3800 \text{ W}$$

Da questi dati possono desumersi i parametri longitudinali del trasformatore:

$$R_t = 0,00978 \ \Omega$$

$$X_t = (Z_t^2 - R_t^2)^{0,5} = 0,03714 \ \Omega$$

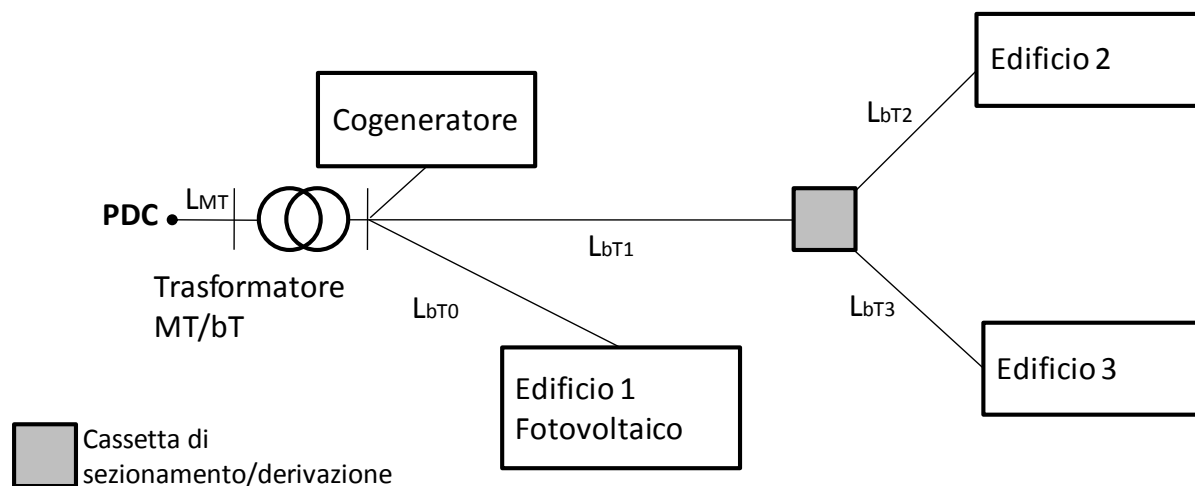


Figura 2.21 – Modello circuitale semplificato del sistema multi-edificio considerato nelle applicazioni

L'architettura di rete che si considera nelle applicazioni è rappresentata in figura 2.21. Nella figura, PDC è il punto di consegna dell'energia. La lunghezza della linea MT, LMT è nulla. In tutti gli scenari che verranno considerati in seguito, si immagina una simulazione annuale su 8760 ore con un intervallo di tempo elementare di 15 minuti. Si ipotizza che il cogeneratore lavori in modalità a $\cos\phi$ fisso pari a 0,98.

Il cogeneratore ha una potenza nominale pari a: $P_{e, \max\text{CHP}} = 101 \text{ kW}$. L'impianto fotovoltaico invece ha una potenza nominale pari a: $P_{FV} = 20 \text{ kWp}$.

La produzione ad inseguimento termico del cogeneratore varia in relazione allo scenario considerato. Il dimensionamento delle linee è stato eseguito seguendo il criterio termico e facendo una verifica sulla massima caduta di tensione impostata pari al 5%.

II.3.1.1. Scenario 1

Nello Scenario 1, le simulazioni sono eseguite in assenza del cogeneratore ed in assenza dell’apporto fotovoltaico. Agli edifici corrisponde una destinazione d’uso di seguito indicata ed un valore di potenza di picco ricavata da diagrammi di carico reali forniti da ENEA.

Edificio 1: $P_{x1}=10\text{ kW}$ $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso uffici

Edificio 2: $P_{x2}=10\text{ kW}$ $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso residenziale

Edificio 3: $P_{x3}=70,34\text{ kW}$ $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso commerciale

Il carico rappresentato dall’Edificio 2 è costituito da due grandi unità abitative alimentate da un unico punto di consegna in configurazione trifase. In figura 2.22 è riportato l’andamento del diagramma di carico di una delle due unità abitative in una giornata invernale dell’edificio con destinazione residenziale, mentre in figura 2.23 è riportato l’andamento del diagramma di carico di una giornata invernale dell’edificio con destinazione uffici.

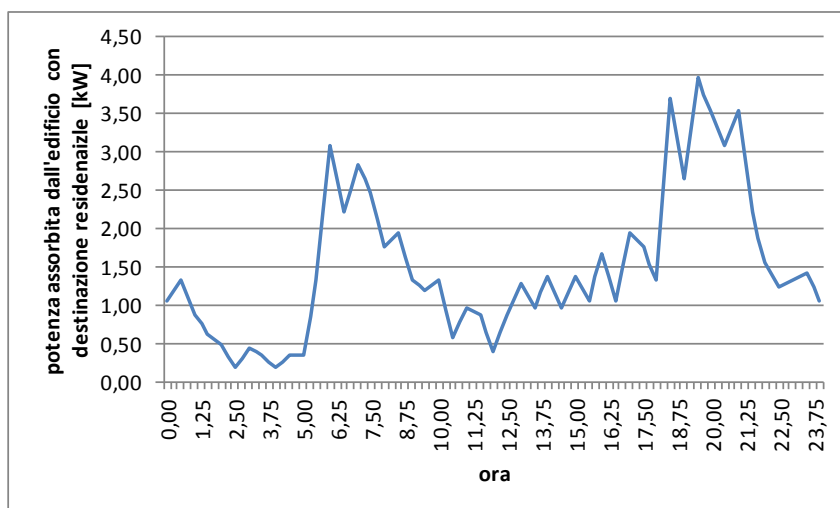


Figura 2.22 – Andamento del profilo di assorbimento del carico residenziale in una giornata invernale (1 gennaio)

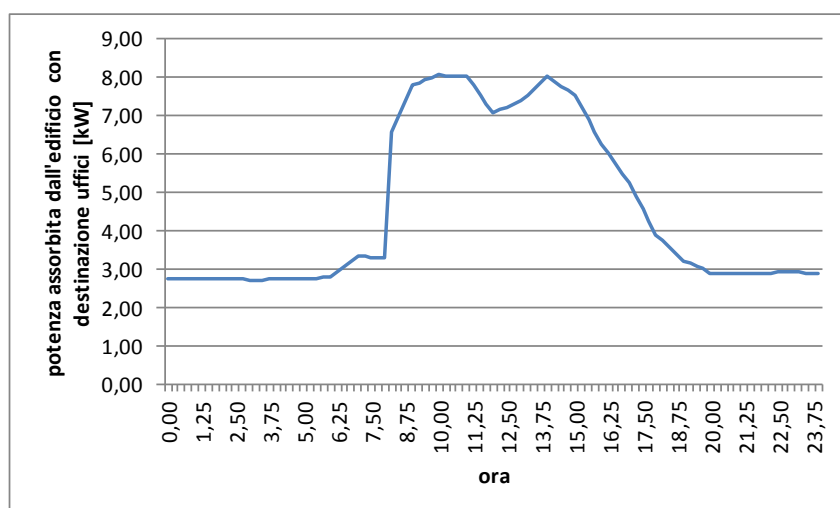


Figura 2.23 – Andamento del profilo di assorbimento del carico uffici in una giornata invernale (1 gennaio)

I parametri elettrici delle linee sono riportati di seguito:

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω/km]	Reattanza, X [Ω/km]
L _{bt0}	100	4	4,58	0,101
L _{bt1}	100	50	0,389	0,078
L _{bt2}	100	4	4,58	0,101
L _{bt3}	50	50	0,389	0,078

Le simulazioni eseguite sull'intero anno forniscono i seguenti risultati:

Perdite di energia Joule [MWh]	Massima caduta di tensione [%]
4,429	4,58

Per quanto riguarda gli andamenti nel tempo, le figure 2.24 ed 2.25 mostrano l'andamento delle perdite Joule in una giornata invernale ed in una giornata estiva. Le figure 2.26 e 2.27 mostrano invece l'andamento della potenza attraverso il nodo di saldo in una giornata invernale ed estiva.

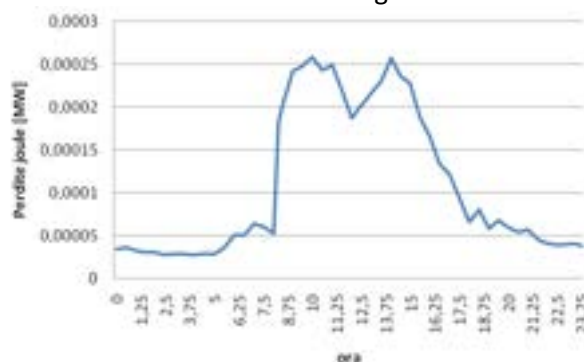


Figura 2.24 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata invernale (1 gennaio)

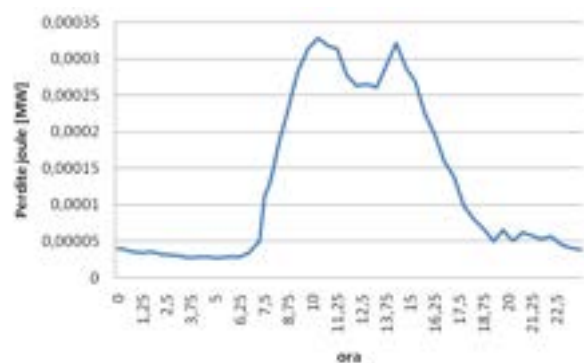


Figura 2.25 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata estiva (1 agosto)

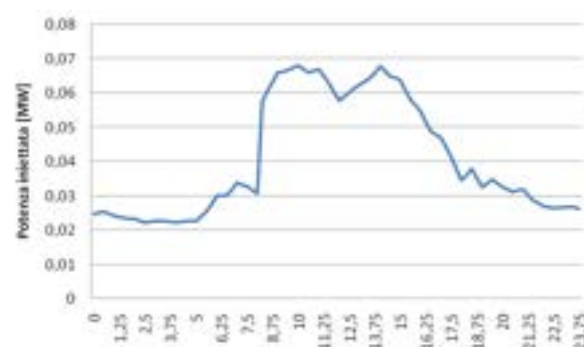


Figura 2.26 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata invernale (1 gennaio)

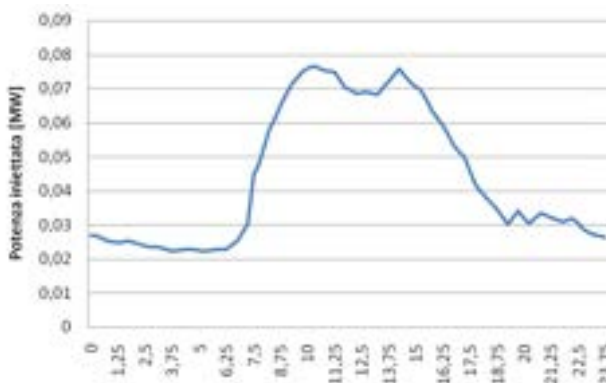


Figura 2.27 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata estiva (1 agosto)

La figura 2.28 riporta il profilo della tensione in p.u. nel nodo 3 in una giornata estiva (1 agosto).

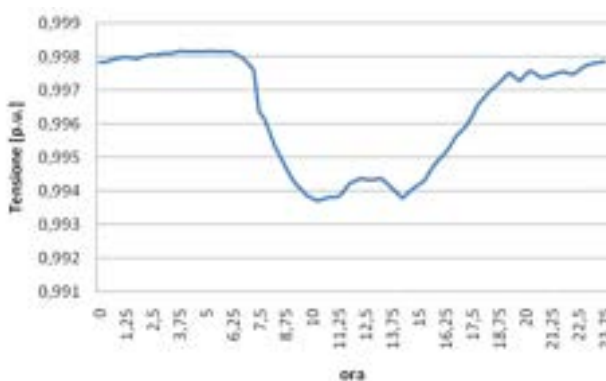


Figura 2.28 – Profilo della tensione al nodo 3 in una giornata estiva (1 agosto)

II.3.1.2. Scenario 2

Nello scenario 2, le simulazioni sono eseguite in assenza del cogeneratore ed in presenza dell’apporto fotovoltaico. Agli edifici corrisponde una destinazione d’uso di seguito indicata ed un valore di potenza di picco ricavata da diagrammi di carico reali forniti da ENEA.

Edificio 1: $P_{x1}=70,34$ kW $\cos\phi=0,9$ destinazione d’uso commerciale

Edificio 2: $P_{x2}=10$ kW $\cos\phi=0,9$ destinazione d’uso residenziale

Edificio 3: $P_{x3}=10$ kW $\cos\phi=0,9$ destinazione d’uso uffici

I parametri elettrici delle linee sono riportati di seguito:

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω /km]	Reattanza, X [Ω /km]
L _{bt0}	100	50	0,389	0,078
L _{bt1}	100	16	1,15	0,0817
L _{bt2}	100	4	4,58	0,101
L _{bt3}	50	4	4,58	0,101

Le simulazioni eseguite sull'intero anno forniscono i seguenti risultati:

Perdite di energia Joule [MWh]	Massima caduta di tensione [%]
3,079	4,01

Per quanto riguarda gli andamenti nel tempo, le figure 2.29 e 2.30 mostrano l'andamento delle perdite Joule in una giornata invernale ed in una giornata estiva. Le figure 2.31 e 2.32 mostrano invece l'andamento della potenza attraverso il nodo di saldo in una giornata invernale ed estiva.

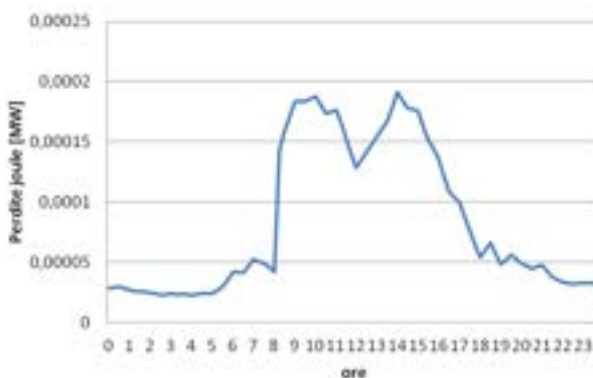


Figura 2.29 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata invernale (1 gennaio)

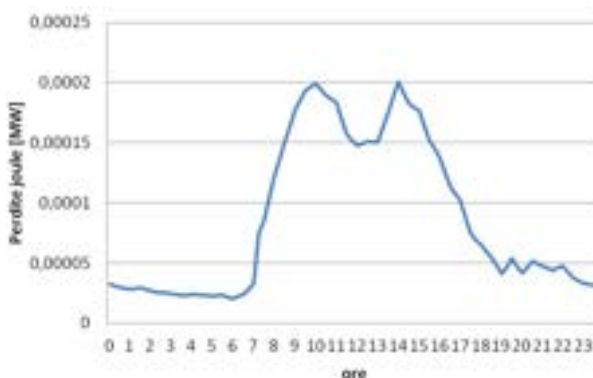


Figura 2.30 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata estiva (1 agosto)

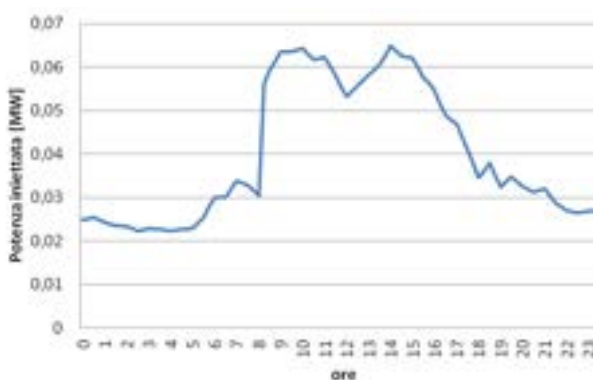


Figura 2.31 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata invernale (1 gennaio)

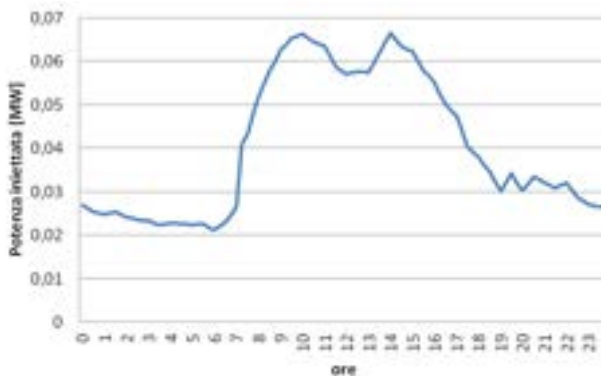


Figura 2.32 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata estiva (1 agosto)

Come si può notare, confrontando gli scenari 1 e 2, l’apporto del fotovoltaico riduce l’apporto di potenza dalla rete esterna nelle ore di picco soprattutto nella stagione estiva.



Figura 2.33 – Profilo della tensione al nodo 1 in una giornata estiva (1 agosto)

I profili delle tensioni sono molto simili in tutti gli scenari considerati, con una caduta di tensione più consistente nelle ore di maggiore assorbimento. In questo caso, l’apporto del fotovoltaico solleva profilo delle tensioni riducendo anche la massima caduta di tensione. Non si ritiene utile riportare per ciascuno scenario l’andamento dei profili delle tensioni in quanto non particolarmente significativi.

II.3.1.3 Scenario 3

Nello scenario 3, le simulazioni sono eseguite con il cogeneratore in funzione pronto ad intervenire 24 ore su 24 ed in presenza dell’apporto fotovoltaico. I generatori termici dei tre edifici sono spenti. Agli edifici corrisponde una destinazione d’uso di seguito indicata ed un valore di potenza di picco ricavata da diagrammi di carico reali forniti da ENEA.

Edificio 1: $P_{x1}=70,34$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso commerciale

Edificio 2: $P_{x2}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso residenziale

Edificio 3: $P_{x3}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso uffici

I parametri elettrici delle linee sono riportati di seguito:

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω/km]	Reattanza, X [Ω/km]
L _{bt0}	100	50	0,389	0,078
L _{bt1}	100	16	1,15	0,0817
L _{bt2}	100	4	4,58	0,101
L _{bt3}	50	4	4,58	0,101

Le simulazioni eseguite sull'intero anno forniscono i seguenti risultati:

Perdite di energia Joule [MWh]	Massima caduta di tensione [%]
4,295	3,85

Per quanto riguarda gli andamenti nel tempo, le figure 2.34 e 2.35 mostrano l'andamento delle perdite Joule in una giornata invernale ed in una giornata estiva. Come si nota, l'accensione del cogeneratore durante la giornata invernale produce nelle stesse ore, rispetto alla giornata estiva, una riduzione delle perdite per effetto Joule provocando una inversione dei flussi di potenza che causa un innalzamento dei profili di tensione.

La circostanza è confermata dal flusso di potenza attraverso il nodo di saldo che si inverte durante la giornata invernale.

Le figure 2.36 ed 2.37 mostrano invece l'andamento della potenza attraverso il nodo di saldo in una giornata invernale ed estiva.

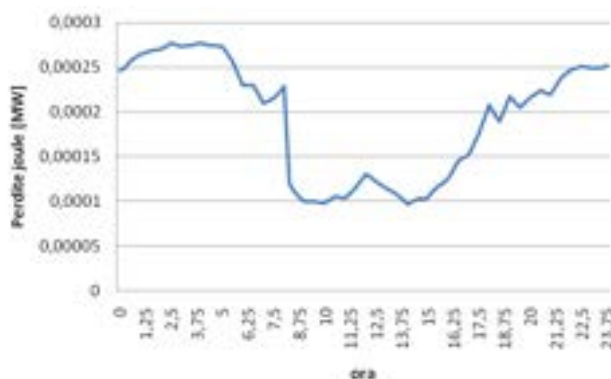


Figura 2.34 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata invernale (1 gennaio)

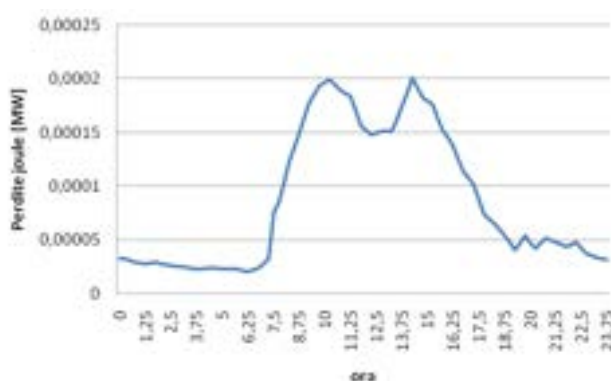


Figura 2.35 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata estiva (1 agosto)

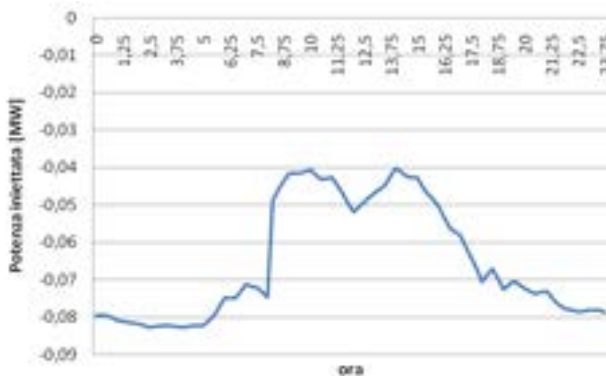


Figura 2.36 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata invernale (1 gennaio)

Come si può notare dalla figura 2.36, il flusso di potenza si inverte, a causa dell'intervento del cogeneratore che insegue il carico termico dei tre edifici. Questo comporta globalmente, come si è visto, anche un aumento delle perdite joule nell'intero anno.

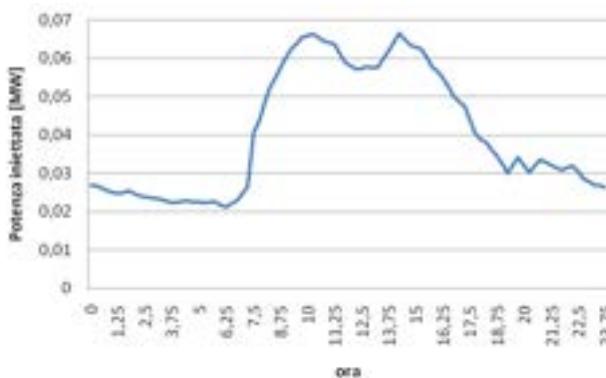


Figura 2.37 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata estiva (1 agosto)

Durante la stagione estiva, il fabbisogno termico si annulla ed il cogeneratore, come mostrato in figura 2.37 non offre alcun contributo alla copertura del carico elettrico.

II.3.1.4. Scenario 4

Nello Scenario 4, le simulazioni sono eseguite con il cogeneratore pronto ad intervenire 24 ore su 24, in presenza dell'apporto fotovoltaico e rimane spento nelle giornate festive. Dei tre edifici soltanto due hanno il generatore termico in funzione. Agli edifici corrisponde una destinazione d'uso di seguito indicata ed un valore di potenza di picco ricavata da diagrammi di carico reali forniti da ENEA.

Edificio 1: $P_{x1}=70,34$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d'uso commerciale

Edificio 2: $P_{x2}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d'uso residenziale

Edificio 3: $P_{x3}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d'uso uffici

I parametri elettrici delle linee sono riportati di seguito:

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω/km]	Reattanza, X [Ω/km]
L _{bt0}	100	50	0,389	0,078
L _{bt1}	100	16	1,15	0,0817
L _{bt2}	100	4	4,58	0,101
L _{bt3}	50	4	4,58	0,101

Le simulazioni eseguite sull'intero anno forniscono i seguenti risultati:

Perdite di energia Joule [MWh]	Massima caduta di tensione [%]
4,294	3,85

Per quanto riguarda gli andamenti nel tempo, le figure 2.38 ed 2.39 mostrano l'andamento delle perdite Joule in una giornata invernale ed in una giornata estiva. Le figure 2.40 e 2.41 mostrano invece l'andamento della potenza attraverso il nodo di saldo in una giornata invernale ed estiva.

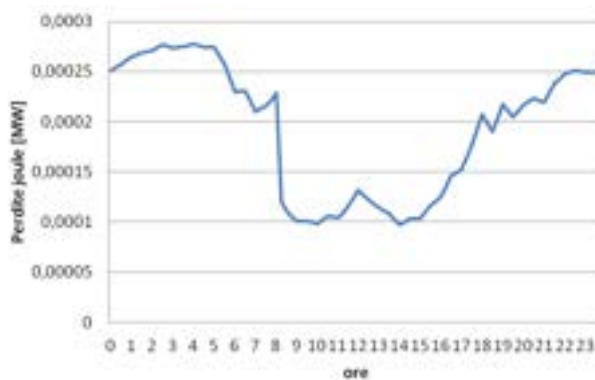


Figura 2.38 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata invernale (1 gennaio)

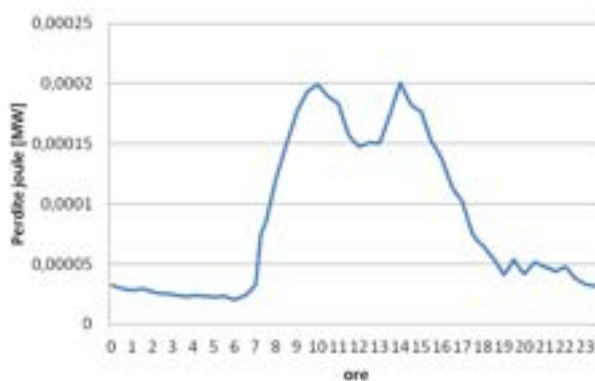


Figura 2.39 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata estiva (1 agosto)

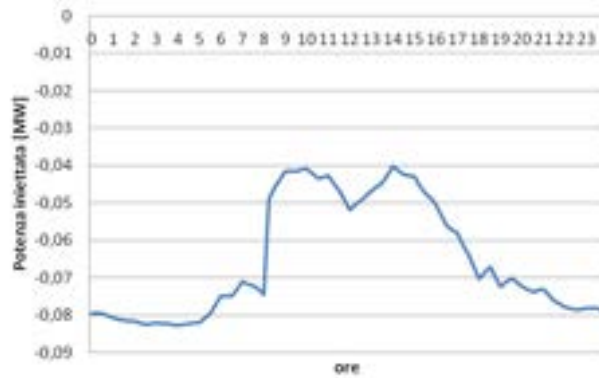


Figura 2.40 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata invernale (1 gennaio)

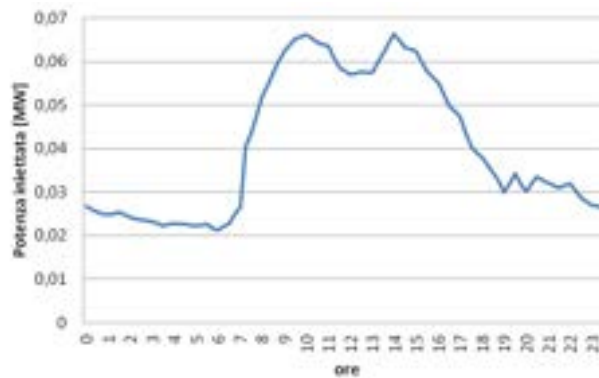


Figura 2.41 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata estiva (1 agosto)

II.3.1.5 Scenario 5

Nello Scenario 5, le simulazioni sono eseguite con il cogeneratore pronto ad intervenire dalle 7:00 alle 19:00, in presenza dell’apporto fotovoltaico. I generatori termici dei tre edifici sono spenti. Agli edifici corrisponde una destinazione d’uso di seguito indicata ed un valore di potenza di picco ricavata dai diagrammi di carico reali forniti da ENEA.

Edificio 1: $P_{x1}=70,34$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso commerciale

Edificio 2: $P_{x2}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso residenziale

Edificio 3: $P_{x3}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso uffici

I parametri elettrici delle linee sono riportati di seguito:

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω /km]	Reattanza, X [Ω /km]
L _{bt0}	100	50	0,389	0,078
L _{bt1}	100	16	1,15	0,0817
L _{bt2}	100	4	4,58	0,101
L _{bt3}	50	4	4,58	0,101

Le simulazioni eseguite sull’intero anno forniscono i seguenti risultati:

Perdite di energia Joule [MWh]	Massima caduta di tensione [%]
3,782	3,85

Per quanto riguarda gli andamenti nel tempo, le figure 2.42 ed 2.43 mostrano l'andamento delle perdite Joule in una giornata invernale ed in una giornata estiva. Come si può notare, una parte rilevante delle perdite è offerta dal flusso di potenza principale che attraversa il trasformatore ed alcune linee del sistema. Le figure 2.44 ed 2.45 mostrano invece l'andamento della potenza attraverso il nodo di saldo in una giornata invernale ed estiva.

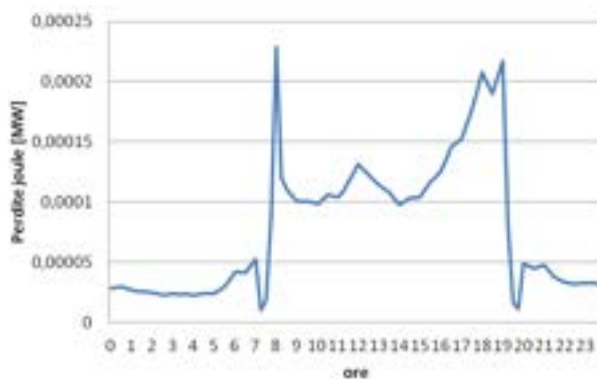


Figura 2.42 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata invernale (1 gennaio)

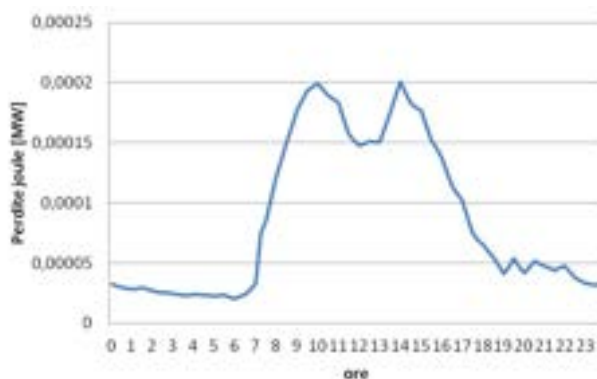


Figura 2.43 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata estiva (1 agosto)

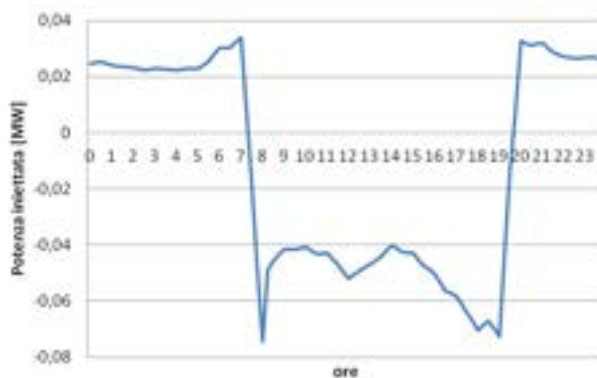


Figura 2.44 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata invernale (1 gennaio)

Il funzionamento del cogeneratore confinato nella fascia oraria 7:00-19:00 si riflette nel grafico di figura 2.44, ove si riporta l’inversione del flusso attraverso il trasformatore MT/bT proprio in corrispondenza dell’accensione del cogeneratore.

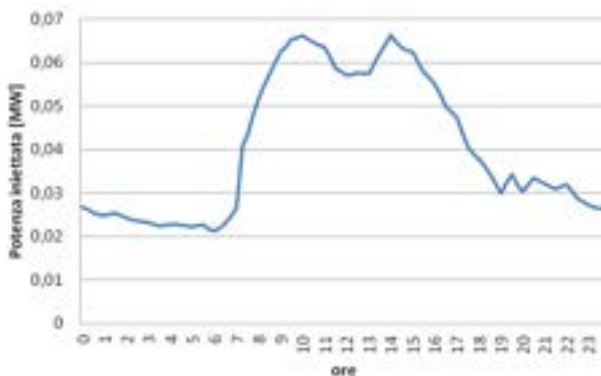


Figura 2.45 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata estiva (1 agosto)

II.3.1.6 Scenario 6

Nello scenario 6, le simulazioni sono eseguite con il cogeneratore pronto ad intervenire dalle 7:00 alle 19:00, ma spento nelle giornate festive ed in presenza dell’apporto fotovoltaico. In questo caso due dei tre generatori termici degli edifici sono in funzione. Agli edifici corrisponde una destinazione d’uso di seguito indicata ed un valore di potenza di picco ricavata dai diagrammi di carico reali forniti da ENEA.

Edificio 1: $P_{X1}=70,34$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso commerciale

Edificio 2: $P_{X2}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso residenziale

Edificio 3: $P_{X3}=10$ kW $\cos\varphi=0,9$ destinazione d’uso uffici

I parametri elettrici delle linee sono riportati di seguito:

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω /km]	Reattanza, X [Ω /km]
L _{bt0}	100	50	0,389	0,078
L _{bt1}	100	16	1,15	0,0817
L _{bt2}	100	4	4,58	0,101
L _{bt3}	50	4	4,58	0,101

Le simulazioni eseguite sull’intero anno forniscono i seguenti risultati:

Perdite di energia Joule [MWh]	Massima caduta di tensione [%]
3,782	3,85

Per quanto riguarda gli andamenti nel tempo, le figure 2.46 e 2.47 mostrano l’andamento delle perdite Joule in una giornata invernale ed in una giornata estiva. Le figure 2.48 e 2.49 mostrano invece l’andamento della potenza attraverso il nodo di saldo in una giornata invernale ed estiva.

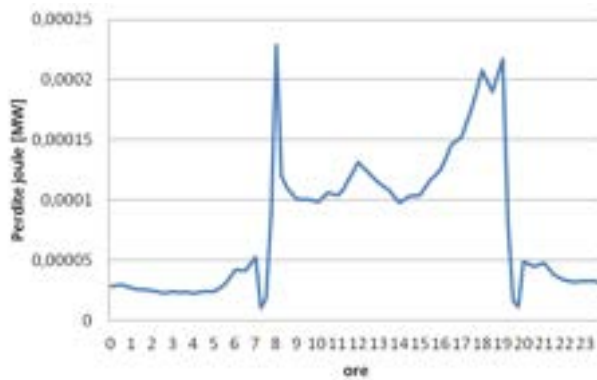


Figura 2.46 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata invernale (1 gennaio)

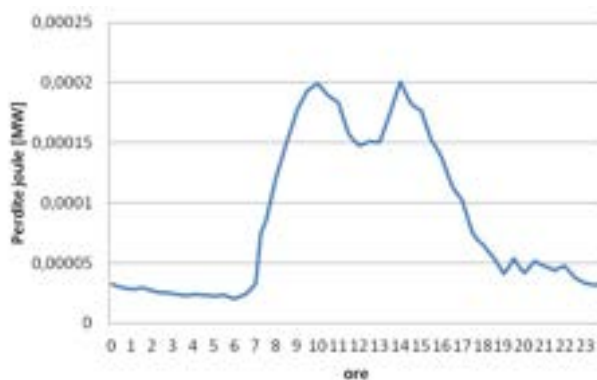


Figura 2.47 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata estiva (1 agosto)

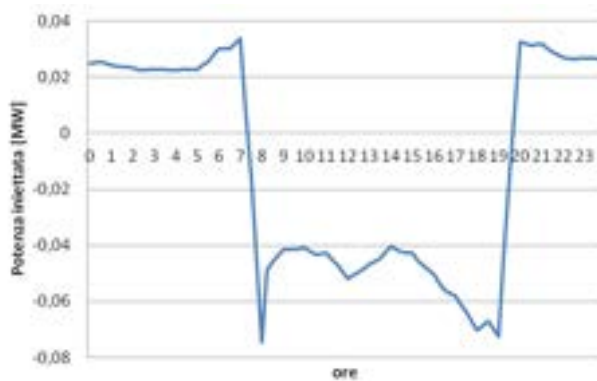


Figura 2.48 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata invernale (1 gennaio)

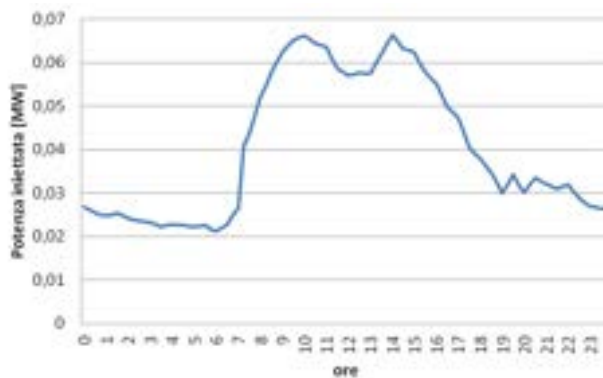


Figura 2.49 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata estiva (1 agosto)

II.3.1.7. Scenario 7

Nello scenario 7, le simulazioni sono eseguite con il cogeneratore segue il carico termico di uno dei tre edifici ed i generatori termici dei restanti due edifici sono in funzione. Il cogeneratore è spento nelle giornate festive ed in presenza dell’apporto fotovoltaico. Agli edifici corrisponde una destinazione d’uso di seguito indicata ed un valore di potenza di picco ricavata da diagrammi di carico reali forniti da ENEA.

Edificio 1: $P_{x1}=70,34$ kW $\cos\phi=0,9$ destinazione d’uso commerciale

Edificio 2: $P_{x2}=10$ kW $\cos\phi=0,9$ destinazione d’uso residenziale

Edificio 3: $P_{x3}=10$ kW $\cos\phi=0,9$ destinazione d’uso uffici

I parametri elettrici delle linee sono riportati di seguito:

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω /km]	Reattanza, X [Ω /km]
L _{bt0}	100	50	0,389	0,078
L _{bt1}	100	16	1,15	0,0817
L _{bt2}	100	4	4,58	0,101
L _{bt3}	50	4	4,58	0,101

Le simulazioni eseguite sull’intero anno forniscono i seguenti risultati:

Perdite di energia Joule [MWh]	Massima caduta di tensione [%]
4,328	3,85

Per quanto riguarda gli andamenti nel tempo, le figure 2.50 ed 2.51 mostrano l’andamento delle perdite Joule in una giornata invernale ed in una giornata estiva. Le figure 2.52 e 2.53 mostrano invece l’andamento della potenza attraverso il nodo di saldo in una giornata invernale ed estiva.

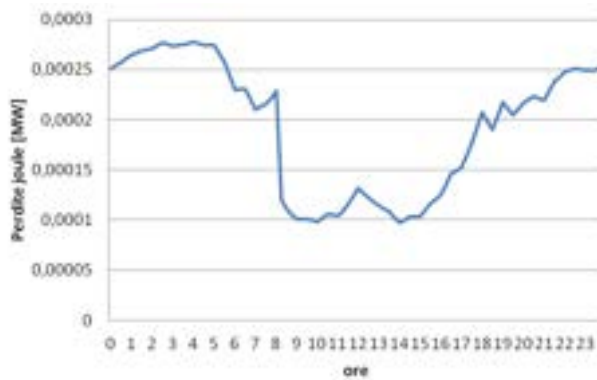


Figura 2.50 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata invernale (1 gennaio)

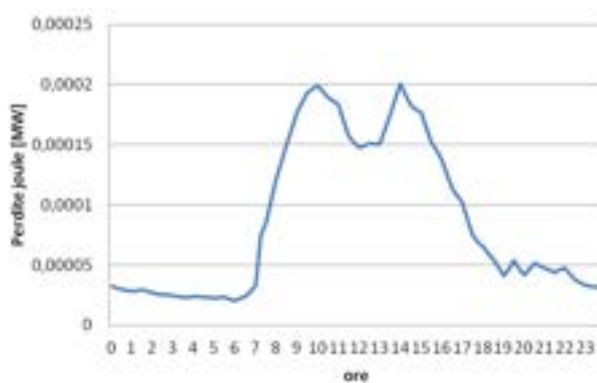


Figura 2.51 – Andamento del profilo delle perdite Joule in una giornata estiva (1 agosto)

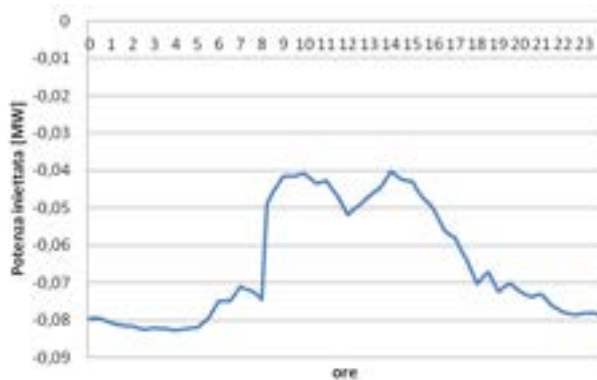


Figura 2.52 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata invernale (1 gennaio)

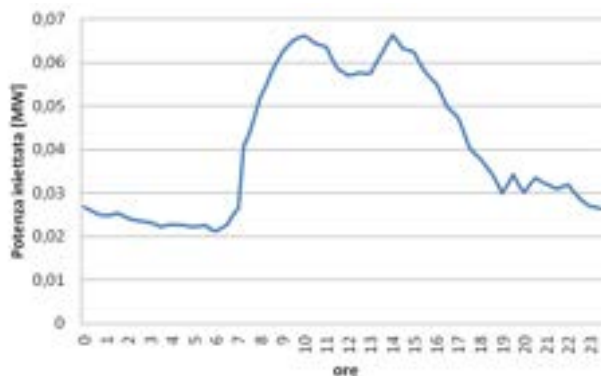


Figura 2.53 – Andamento della potenza attraverso il nodo MT del trasformatore MT/bT in una giornata estiva (1 agosto)

Conclusioni

In questo secondo rapporto, è stata descritta la implementazione del toolbox sviluppato in ambiente Simulink per la caratterizzazione elettrica di una piattaforma di nuova realizzazione. La piattaforma metterà in evidenza le interazioni fra i due sottosistemi, termico ed elettrico, ed offrirà un valido strumento per la implementazione dei modelli e delle strategie di gestione già delineate nel primo report.

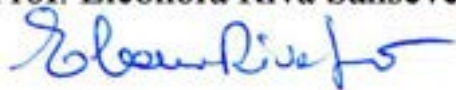
Le simulazioni svolte comunque mettono in evidenza come l'utilizzo della cogenerazione per il supporto energetico degli agglomerati edilizi pone il problema della gestione integrata ed ottimizzata dei due sottosistemi. In tutti gli scenari presentati, il cogeneratore viene comandato da una logica ad inseguimento termico, sembra invece utile ed interessante immaginare delle strategie di controllo combinato al fine di ottimizzare i parametri di interazione con la rete (ad esempio, offrendo servizi ancillari o acquistando l'energia nelle ore in cui costa meno), le perdite joule e le cadute di tensione interne al distretto. Si nota infatti che nello scenario in cui si fa maggiore utilizzo del cogeneratore (lo scenario 3) le perdite sono superiori rispetto agli altri casi considerati, escluso lo scenario di riferimento che è lo scenario 1, nel quale si immagina siano assenti tanto il cogeneratore quanto l'impianto fotovoltaico.

Riferimenti bibliografici

1. Report I - Modelli e strategie per la simulazione di distretti energetici
2. V. Cataliotti – Impianti elettrici – Flaccovio
3. Maria Alabiso, A. Ardito, A. Capozza, "Contributo delle elettrotecnologie per usi finali al carico di punta", 2005, ECORET/workpackage 1 (PRECA)/milestone 1.2 (CAREL) /rapporto 1/1 della milestone.
4. José Antonio Jardini, Carlos M. V. Tahan, M. R. Gouvea, Se Un Ahn, and F. M. Figueiredo, "Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers", IEEE transactions on power delivery, vol. 15, no. 1, January 2000, pp. 375-380.
5. Jukka V. Paateron and Peter D. Lund "A model for generating household electricity load profiles" Int. J. Energy Res. 2006; 30:273–290
6. Norma CEI UNEL 35023, "Cavi per energia isolati in gomma o con materiale termoplastico aventi grado di isolamento non superiore a 4 - Cadute di tensione "

RESPONSABILE SCIENTIFICO

(Prof. Eleonora Riva Sanseverino)



DIRETTORE DEL DIEET

(Prof. Luigi Dusonchet)



Breve curriculum scientifico del gruppo di lavoro impegnato nell'attività

Il gruppo di lavoro coinvolto nel progetto comprende per lo più ingegneri elettrici esperti di modellazione e ottimizzazione nella gestione dei sistemi elettrici con particolare riferimento alla distribuzione. E' stato coinvolto anche un collaboratore esterno, l'ing. Roberto Gallea, dottore di ricerca in informatica, che ha curato lo sviluppo del toolbox.

La prof. Riva Sanseverino, responsabile scientifico delle attività di ricerca inerenti il contratto, ha una consolidata esperienza nel campo della gestione ottimizzata dei sistemi di distribuzione e più recentemente delle smart grid e delle micro reti di distribuzione, con una produzione scientifica di oltre 140 lavori su riviste internazionali, contributi su volumi scientifici e in atti di conferenze internazionali. Il gruppo di ricerca sostiene il corso di laurea di II livello in ingegneria elettrica e coordina diversi master universitari di II livello sulla efficienza energetica, sulla building automation e sulla domotica. Lo stesso gruppo fa parte del collegio del dottorato di ricerca in ingegneria elettrica che ospita studenti che provengono da varie parti del mondo anche nel quadro di accordi sottoscritti dall'Ateneo di Palermo.

Recentemente, il gruppo è stato coinvolto in diversi progetti finanziati su fondi ad accesso indiretto (PON e POR) sulle tematiche della razionalizzazione energetica e della moderna organizzazione di infrastrutture nei contesti urbani (PON 'Smart city') assieme a grossi gruppi industriali nel settore energetico e delle ITC (ENEL, Italtel, ST Microelectronics, ...).