



Ricerca di Sistema elettrico

Implementazione di funzioni aggiuntive
per la rappresentazione e la gestione
ottimizzata di risorse energetiche
distribuite in un distretto energetico.
Simulazione di scenari in ambiente
integrato

E. Riva Sanseverino, M. L. Di Silvestre, R. Gallea, G. Zizzo,
I. Bertini, G. Graditi, B. Di Pietra

IMPLEMENTAZIONE DI FUNZIONI AGGIUNTIVE PER LA RAPPRESENTAZIONE E LA GESTIONE OTTIMIZZATA DI
RISORSE ENERGETICHE DISTRIBUITE IN UN DISTRETTO ENERGETICO. SIMULAZIONE DI SCENARI IN AMBIENTE
INTEGRATO

E. Riva Sanseverino (DEIM-UNIPA), M. L. Di Silvestre (DEIM-UNIPA), R. GALLEA (DICGIM-UNIPA), G. Zizzo
(DEIM-UNIPA), I. Bertini (ENEA), G. Graditi (ENEA), B. Di Pietra (ENEA)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

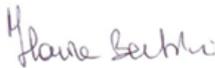
Piano Annuale di Realizzazione 2012

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

Progetto: C1 Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi

Obiettivo: Reti di poligenerazione distribuita

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Implementazione di funzioni aggiuntive del modello integrato elettrico-termico per la gestione ottimizzata di risorse energetiche distribuite e simulazione di scenari di funzionamento nel reale mercato dell'energia"

Responsabile scientifico ENEA: Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Eleonora Riva Sanseverino

Indice

SOMMARIO.....	4
I.1. SISTEMI DI GESTIONE DELL'ENERGIA NEI DISTRETTI ENERGETICI, EMS	5
I.1.1 I SISTEMI DI CONTROLLO PER I DISTRETTI ENERGETICI.....	5
I.1.1.1 Definizioni principali.....	5
I.1.1.2. Gerarchia dei sistemi di controllo all'interno della MG.....	8
I.1.1.3. Gestione dei carichi e delle sorgenti.....	10
I.1.2. ARCHITETTURE DEI SISTEMI DI GESTIONE DELL'ENERGIA EMS	12
I.1.2.1. Obiettivi del sistema EMS.....	14
I.1.2.2. Inquadramento nel mercato elettrico.....	16
I.1.2.3. Funzioni obiettivo e vincoli.....	17
I.2. IDENTIFICAZIONE E DESCRIZIONE DELLE FUNZIONI AGGIUNTIVE RIFERITE AI DIVERSI COMPONENTI DI DISTRETTI ENERGETICI	18
I.2.1. CONTROLLO DECENTRALIZZATO	19
I.2.1.1. Sistemi di accumulo dell'energia.....	19
I.2.1.2. Generazione di profili di gestione ottimizzata di cogeneratori: la funzionalità 'CHP_e_control_Interface'	27
I.2.1.3. Carichi: la funzionalità 'Load_generation_Interface'	27
I.2.2. CONTROLLO CENTRALIZZATO.....	28
I. 3 CONCLUSIONI.....	33
II.1. ARCHITETTURA DEL SOFTWARE DI SIMULAZIONE INTEGRATA DEL DISTRETTO ENERGETICO.....	34
II.1.1. L'INTERFACCIA	34
II.1.1.1. Il layer termico	36
II.1.1.2. Il layer elettrico	37
II.1.1.3. Grandezze di interfaccia.....	37
II.1.1.4. Esportazione dei file di configurazione per il modello Simulink	39
II.2. SCENARI SIMULATI.....	41
II.2.1. IL SISTEMA STUDIATO.....	41
II.2.2. CONTROLLO DECENTRALIZZATO	42
II.2.2.1. Scenario A: Proprietari distinti	42
II.2.3. CONTROLLO CENTRALIZZATO.....	45
II.2.3.1. Scenario B: Proprietario unico.....	45
II.2.3.2. Scenario C: Proprietari distinti.....	48
II.3 CONCLUSIONI	57
A. APPENDICE	58
A.1 CODICE DELLA PROCEDURA DI OTTIMIZZAZIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO	58
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	59
BREVE CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO IMPEGNATO NELL'ATTIVITÀ.....	62

Sommario

Il presente Rapporto descrive, le attività svolte dal personale del DEIM dell'Università degli Studi Palermo nell'ambito della prima fase delle attività di ricerca dal titolo: "Implementazione di funzioni aggiuntive per la rappresentazione e la gestione ottimizzata di risorse energetiche distribuite in un distretto energetico. Simulazione di scenari in ambiente integrato", oggetto dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e DEIM sottoscritto in data 25 marzo 2013. Scopo del presente accordo di collaborazione è la definizione di funzioni aggiuntive per i vari componenti del distretto energetico già descritti e modellati in un apposito software nella scorsa annualità. Le simulazioni sono state svolte su una piattaforma integrata che combina le caratteristiche termiche ed elettriche di carichi e generatori con le relative reti di distribuzione. E' stata definita la interfaccia in Java costituita da due layer, elettrico e termico, e sono state implementate alcune funzionalità che rappresentano la gestione ottimizzata di alcune risorse energetiche del distretto secondo logiche di tipo tecnico ed economico in uno scenario di mercato liberalizzato.

Poiché è stato necessario combinare la modellazione di componenti e sistemi elettrici all'interno di quanto sviluppato nella stessa annualità presso i laboratori ENEA, in fase di avvio delle attività di ricerca, si è convenuto che queste si sarebbero svolte in forte sinergia utilizzando lo strumento della videoconferenza via web, ma anche più incontri fra i partecipanti alle attività di ricerca.

In questa attività, si sono utilizzati i risultati del lavoro degli scorsi anni sempre svolti in collaborazione con ENEA omogeneizzando i linguaggi di programmazione al fine di rendere la piattaforma di simulazione davvero un unico strumento. L'interfaccia è stata resa facilmente accessibile, consentendo la agevole modifica sia dei parametri elettrici che termici dei componenti del distretto energetico. La piattaforma è quindi un simulatore non solo di componenti ma anche delle loro logiche di gestione (*scheduling*). Ciascuno dei componenti del distretto energetico è un oggetto con proprietà e funzioni che ne caratterizzano il comportamento in relazione a scenari e obiettivi stabiliti per l'oggetto considerato.

L'oggetto dell'accordo di collaborazione è quindi stato sviluppato in due fasi.

Nella prima fase, che costituisce l'argomento del presente rapporto, si è fatta una descrizione delle dette funzionalità, individuando adeguate strategie di risoluzione dei problemi di *scheduling* che vengono affidate all'*Energy Management System*, EMS. Dopo aver fornito una descrizione della struttura gerarchica dei controllori per questi particolari sistemi elettrici a servizio di distretti energetici, ci si è soffermati sul livello così detto 'terziario' di gestione dell'energia a cui si riferiscono le dette logiche di gestione. Sono poi state descritte le strategie di gestione dei singoli componenti in modo autonomo o combinato, in relazione allo scenario esaminato.

La seconda parte delle attività è invece dedicata alle diverse simulazioni che sono state svolte con la piattaforma realizzata. Si descrive la struttura definitiva della piattaforma integrata, la sua interfaccia verso l'esterno con i dati di input ed il flusso di dati all'interno della piattaforma. In questa fase dell'attività di ricerca, si sono svolte diverse simulazioni in alcuni scenari particolarmente significativi ed i risultati del modello vengono riportati e commentati in calce. Viene descritta anche l'interfaccia Java che consente una facile immissione dei dati caratteristici del sistema elettrico e termico. In appendice, è riportato il codice della semplice procedura di ottimizzazione utilizzata per la individuazione dello *scheduling* dei vari componenti del distretto.

Futuri sviluppi del presente lavoro di ricerca prevedono:

- la definizione di strategie di gestione dell'energia multilivello, che consentano, compatibilmente con i tempi del simulatore integrato messo a punto, il dispacciamento delle risorse energetiche in tempi diversi in relazione ai diversi tempi fisici di risposta di ciascuna risorsa;
- la valutazione l'impatto degli errori previsionali sulla efficacia della strategia di dispacciamento del sistema di accumulo e dei carichi controllabili messo a punto;
- la implementazione delle logiche di controllo del sistema di accumulo sperimentale messo a disposizione da ENEA.

1.1. Sistemi di gestione dell'energia nei distretti energetici, EMS

1.1.1 I sistemi di controllo per i distretti energetici

1.1.1.1 Definizioni principali

Migliorata affidabilità e sostenibilità sono tra le caratteristiche desiderate delle nuove politiche energetiche per alleviare le preoccupazioni ambientali, indirizzare gli incentivi governativi, e rispondere alle esigenze dei consumatori. In questo scenario, lo sviluppo delle **Microgrids**, (MGs), *come sistemi che provvedono all'approvvigionamento di energia elettrica dei distretti energetici*, gioca un ruolo strategico nel sostenere la transizione del sistema elettrico di distribuzione convenzionale verso reti attive, flessibili e self-healing, cioè capaci di rilevare, analizzare e risolvere in modo autonomo problemi di guasti e disservizi.

Dal punto di vista teorico, la Microgrid (MG) è definibile come una porzione controllata di rete autonoma, all'interno della rete di distribuzione, comprendente fonti energetiche distribuite, carichi, dispositivi di accumulo cooperanti, che si avvale di sistemi di comunicazione, controllo e misura avanzati. Le MGs possono essere ideate per funzionare in modalità operativa sia connesse alla griglia principale (*grid-connected*) che in isola (*islanded*).

La nuova architettura della rete di distribuzione è dunque composta da insiemi di MG a servizio di distretti energetici i cui sistemi di gestione dell'energia, *Energy Management System* (EMS), dialogano costantemente con il distributore e gli utenti finali, attraverso i Microsource Controller (MC), controllori dei microgeneratori e dei sistemi di accumulo, e i Load Controller (LC), controllori dei carichi, si veda la Figura 1.1.

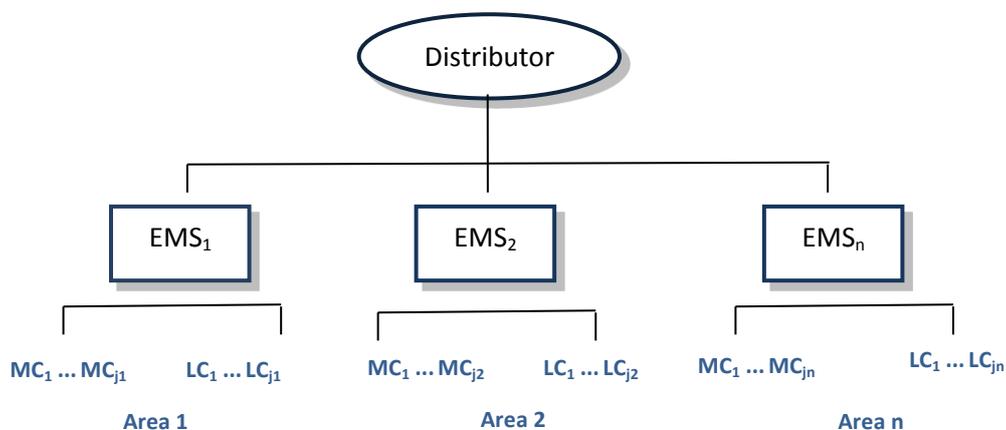


Figura 1.1 – Possibile struttura del sistema di controllo della rete di distribuzione in presenza di MG [1.1]

Le principali problematiche che accompagnano lo sviluppo delle MGs sono legate alla loro progettazione, all'allacciamento alla rete (sincronizzazione alla frequenza della rete di distribuzione per il funzionamento in parallelo) e alla gestione fisica ed economica dei flussi energetici (un aspetto non irrilevante è quello della gestione dei rapporti contrattuali tra il distributore della rete principale, i produttori/consumatori e il gestore della MG).

Nel funzionamento *grid-connected*, la MG deve essere sincronizzata alla frequenza della rete principale, con la quale si instaura uno scambio di potenza attiva e reattiva.

In modalità *islanded*, deve soddisfare il bilancio istantaneo di potenza generata e utilizzata dai carichi e controllare il valore della tensione e della frequenza (in questa modalità di funzionamento la regolazione di queste grandezze può essere supportata dalle unità di accumulo interfacciate da convertitori opportunamente controllati).

Adeguatamente gestita e coordinata, la diffusione delle MG può consentire risparmio economico, una migliore power quality e costi contenuti di gestione.

Il raggiungimento di tali obiettivi richiede che le diverse risorse energetiche si dotino di funzioni aggiuntive "intelligenti" elaborate in modo locale o centralizzato. Per la componente della *produzione e dell'accumulo*, è necessario integrare in modo ottimizzato le diverse risorse energetiche, in base alle condizioni della rete ed alle caratteristiche dei consumi (*smart generation*). Per le componenti di *carico*, occorre l'implementazione di sistemi di controllo che consentano, alle componenti del carico di tipo flessibile, di inseguire profili desiderati o di supportare eventuali azioni di regolazione.

La componente del consumo/utilizzo dell'energia elettrica deve infatti assumere un ruolo attivo nel sistema, attraverso il monitoraggio della domanda e l'interazione con gli altri attori del sistema elettrico (*smart metering & active demand*) [I.2].

In condizioni di funzionamento grid-connected, anche gli utenti finali possono pertanto essere dotati di sistemi capaci di prendere decisioni in modo autonomo, variando la loro domanda, ad esempio, in funzione dei prezzi attuali o previsti dell'energia. Il "*load response*" può prevedere il taglio di carichi, o di aggregazioni di carichi, in funzione dell'andamento in tempo reale dei prezzi.

Le reti, concepite nell'ottica di una gestione automatizzata, necessitano quindi di un coordinatore centralizzato di area (EMS), si veda la Figura I.2, dove il processo decisionale (*decision making*) genera delle indicazioni che successivamente vengono trasmesse ai singoli impianti di generazione e agli utilizzatori, che le attuano. L'EMS possiede funzioni di gestione, tecniche ed economiche, in modo da massimizzare i profitti e minimizzare le perdite di esercizio della MG.

In relazione al contesto di riferimento (mercato dell'energia) ed alla estensione del distretto energetico considerato l'EMS potrebbe anche svolgere funzioni di coordinamento in ambito domestico o in ambito condominiale o comunque di aggregati di carichi e generatori di diverse dimensioni. In questo caso, si metterebbe in evidenza una gerarchia degli EMS.

L'EMS di area, anche chiamato *Distribution Management System* o DMS, riferito normalmente ad un aggregato di carichi a valle di una cabina di distribuzione e quindi ad un distretto energetico, coordina i flussi energetici e di informazioni tra la MG e la rete di distribuzione, in condizioni di funzionamento normale e in emergenza. Durante la fase di funzionamento normale l'EMS di area deve essere in grado di preparare piani di commutazione per le manutenzioni programmate e di monitorare il sistema per verificare che non vi siano parametri di funzionamento fuori soglia. Inoltre l'EMS deve valutare lo stato di funzionamento ottimo e dare inizio alle operazioni più opportune per portare i valori di potenza e tensione fuori limite ai livelli adeguati a quelli di normale esercizio. In condizioni di emergenza l'obiettivo principale è quello di ristabilire il prima possibile le condizioni normale di funzionamento del sistema. È quindi necessario che riesca a preparare ed eseguire piani di emergenza per isolare il guasto e ristabilire la fornitura di energia mediante la manovra di interruttori. La tabella I.1 riassume le funzioni dell'EMS in configurazione *grid-connected* ed *islanded*.

Controlli locali su micro generatori, sistemi di accumulo e carichi elettrici sono effettuati dai *Microsource Controller* (MC) e *Load Controller* (LC), seguendo le direttive dell'EMS per la corretta gestione dei consumi. Tanto i LC quanto gli MC sono dispositivi secondari detti *Intelligent Electronic Device* (IED) con un diverso livello di 'intelligenza' in relazione alle funzioni che essi devono svolgere (dalla semplice comunicazione alle funzioni di regolazione locale) nella architettura considerata (centralizzata o decentralizzata). L'infrastruttura di comunicazione (supportata da diversi mezzi trasmissivi: fibre ottiche, doppino, wireless,...) implementata in parallelo alla rete di potenza deve garantire la trasmissione delle informazioni tra i diversi livelli di controllo nei tempi richiesti e consente ai diversi attori presenti nel sistema di adempiere efficientemente ai propri compiti [I.3]:

- continuo adeguamento della produzione di energia a seguito di fluttuazioni del carico,
- rapide riconfigurazioni del sistema elettrico privilegiando le sorgenti più idonee,
- controllo di tensione, frequenza e delle potenze prodotte/richieste,
- monitoraggio della qualità del servizio offerto all'utente finale,
- limitazione dei costi di gestione, evitando ridondanze nelle strutture.

Le strategie operative e di controllo della MG (spesso profondamente e concettualmente molto diverse da quelle dei sistemi convenzionali) dipendono da diversi fattori [I.4]:

- tipo e profondità di penetrazione delle risorse distribuite di energia,

(peculiarità delle caratteristiche statiche e dinamiche di unità accoppiate elettronicamente diverse da quelle di grandi unità di generazione a turbine convenzionali; porzione dell'alimentazione da fonte non controllabile fotovoltaico/eolico spesso di entità non indifferente;...),

- caratteristiche del carico (controllabile o no, differibile, critico...),
- vincoli di qualità dell'alimentazione (alla MG possono essere richiesti predefiniti livelli di qualità dell'alimentazione o servizi preferenziali ad alcuni carichi),
- strategie di partecipazione al mercato (che richiedono allacciamento/distacco di unità DER e/o carichi mantenendo il funzionamento della MG),
- generazione e fornitura termica a tutti o parte dei carichi,
- modalità base di funzionamento (*islanded* o *grid-connected*) e capacità di commutazione rapida e in sicurezza della modalità di funzionamento.

Tabella I. 1 . Funzioni dell'EMS

Stati	Funzioni		
Normale Grid connected	Gestisce i flussi di potenza attiva e reattiva attraverso il PCC	Invia segnali di prezzo agli MC e LC (decentralizzato) oppure invia segnali di comando agli MC e LC (centralizzato)	Può eseguire riconfigurazioni per consentire manutenzioni programmate o ottimizzare l'esercizio
Emergenza Grid connected	Coordina in modo centralizzato tutti gli LC ed MC e gli eventuali sezionatori per isolare i guasti	Monitora il funzionamento della MG e della rete per garantire la sincronizzazione quando richiesto	Può eseguire distacchi di carichi non prioritari
Islanded	Gestisce i flussi di potenza attiva e reattiva per mantenere il bilanciamento fra Domanda e Produzione di energia	Può gestire la ripartizione delle potenze attive e reattive a seguito di uno sbilanciamento fra produzione e consumo	Può eseguire distacchi di carichi non prioritari

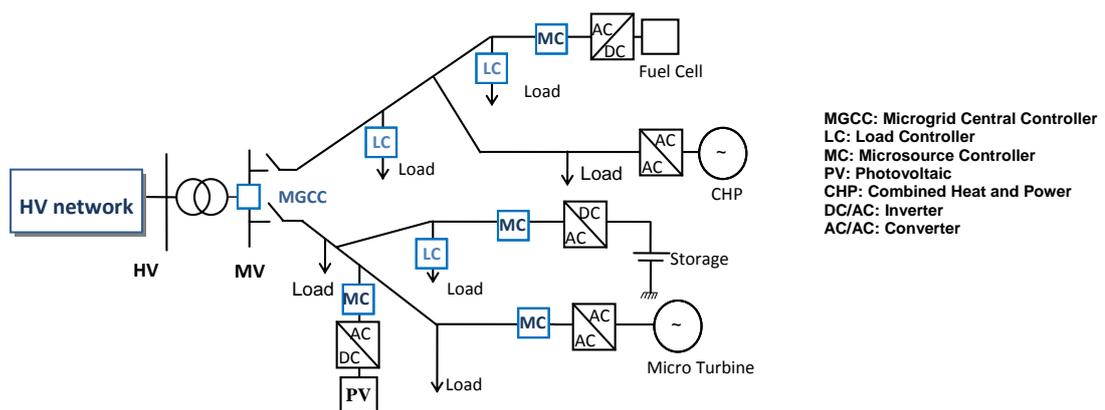


Figura I.2 - Struttura di una MG [I.1]

Il sistema di controllo EMS è quindi strutturato su più livelli:

- Controllo sul livello della rete di distribuzione vista come insieme di MG svolto attraverso i segnali provenienti dagli EMS d'area;
- Controllo di MG, ovvero controllo centrale svolto tramite l'EMS dentro la MG;
- Controllo locale di generatori e carichi interno alla microrete, svolto tramite MCs e LCs.

I.1.1.2. Gerarchia dei sistemi di controllo all'interno della MG

I principali compiti della struttura di controllo della MG [I.5] richiedono specifiche azioni diverse tra loro, con tempi di intervento e durata delle operazioni differenti in relazione alle differenti tecnologie di generazione/accumulo dell'energia. In relazione a questo possono infatti definirsi diversi livelli di controllo che agiscono in modo diverso a seconda che la MG sia o no connessa alla rete principale.

Funzionamento in isola

Nel funzionamento in isola, la dinamica del sistema è regolata dall'EMS e dai sistemi di controllo presso le risorse energetiche distribuite. Inoltre, una piccola deviazione dai valori nominali di tensione e frequenza potrebbe produrre un forte deterioramento della *power quality*. I sistemi di accumulo supportano tutte le variazioni della richiesta di potenza iniettando o assorbendo potenza in modo proporzionale alla deviazione di frequenza. Molte MGs non sono neanche progettate per avere una connessione diretta con la rete di distribuzione principale; quindi i convertitori elettronici (CC/CA o CA/CC/CA) fungono da interfaccia fra le sorgenti di energia e la microrete rispondendo prontamente alle perturbazioni al fine di compensare eventuali sbilanciamenti fra domanda e offerta di potenza. Normalmente infatti, nel funzionamento in isola i transitori di potenza richiesta dal carico vengono compensati da sorgenti di energia con elevata velocità di risposta, come i sistemi di accumulo elettrochimico.

Anche l'avviamento della MG in assenza della rete principale richiede la esecuzione di una serie di operazioni tipicamente controllate dall'EMS (*MG black start*). Per la gestione delle prestazioni stazionarie e dinamiche delle MG, è opportuno quindi seguire una organizzazione gerarchica in tre livelli [I.5] del sistema di controllo [I.6] in modo da affrontare ogni diversa esigenza in un differente livello gerarchico:

- **I livello di controllo** (o *regolazione primaria*): detto controllo **droop**, è progettato per soddisfare il requisito di stabilizzare la tensione e la frequenza durante il funzionamento in isola della MG a seguito di un evento in isola o per variazioni improvvise del carico, dovuto alla mancata corrispondenza tra la potenza generata e utilizzata. In tempi brevissimi (pochi millisecondi) deve consentire un aggiustamento delle potenza attiva e reattiva tra le unità di generazione, con una azione locale, si veda la figura I.3.
- **II livello di controllo** (o *regolazione secondaria*): compensa le deviazioni di tensione e frequenza causate dalle operazioni del livello di controllo primario in tempi brevi (tempi di intervento brevi, fino ad qualche minuto 50-200 sec) eseguendo una ripartizione delle potenze attiva e reattiva fra le diverse unità di generazione e ristabilire i valori nominali di tensione e frequenza. Per ottenere questo obiettivo, le caratteristiche *droop* vengono modificate, si veda la Figura I.4.
- **III livello di controllo** (o *regolazione terziaria*): gestisce il flusso di potenza tra la MG e la rete principale, sulla base piani di gestione ottimizzata nel lungo periodo. Trasmette i punti di funzionamento ottimali alle unità locali attorno ai quali si sviluppano i livelli di regolazione primaria e secondaria.

I livelli di regolazione *primaria e secondaria* costituiscono il **low-level control**, mentre il livello di regolazione terziaria è detto **high-level control**. [I.5]-[I.7]

Low-level control

Il *low-level control* è decentralizzato ed è realizzato dai convertitori locali delle risorse energetiche distribuite, gli MC, in grado di controllare la produzione di potenza attiva e reattiva.

Il metodo di regolazione primaria più diffuso, come già accennato, è basato sulla tecnica *droop*, in figura I.3; che sfrutta il legame matematico tra le variazioni di frequenza del segnale elettrico f e le variazioni di

potenza attiva P , e tra la variazione di tensione V e la variazione di potenza reattiva Q . Tali leggi di controllo sono implementate attraverso convertitori. La regolazione prevede che il punto di funzionamento delle risorse energetiche si sposti lungo le caratteristiche, rispettando le variazioni di funzionamento del carico. Si noti che fisicamente il proposto disaccoppiamento di potenza attiva e reattiva in sistemi con linee molto resistive, $R/X \sim 1$, si realizza grazie all'utilizzo di impedenze virtuali (*virtual impedance*) che riportano il rapporto R/X visto dal controllore *droop* al di sotto di 0,3.

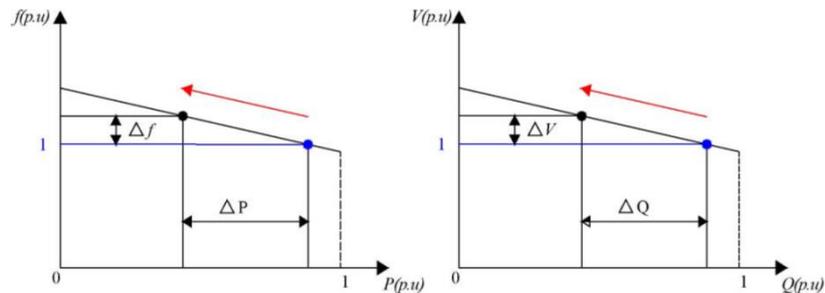


Figura I.3 - Caratteristiche di regolazione primaria

Al fine di mantenere adeguati livelli di *power-quality*, ovvero mantenere la tensione e la frequenza ai valori nominali, la regolazione secondaria della potenza varia la frequenza a vuoto e la tensione di generazione, mantenendo costanti le pendenze delle rette caratteristiche. Essa può essere visualizzata attraverso una traslazione delle caratteristiche *droop*, come mostrato in figura 4.

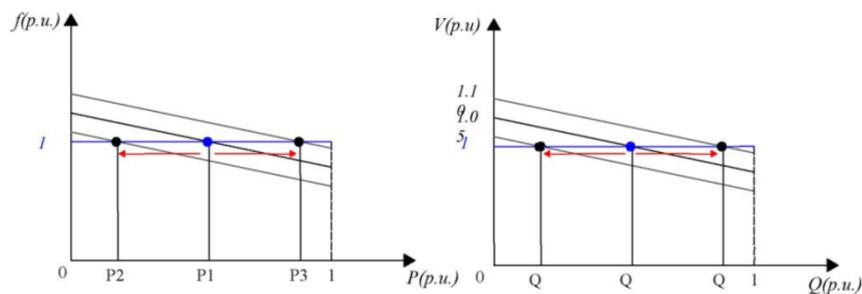


Figura I.4 - Caratteristiche di regolazione secondaria

Le caratteristiche con pendenza negativa influenzano il funzionamento del sistema in modo molto simile a quello che succede nel sistema di trasmissione in dotazione a diversi impianti di generazione di energia con generatori rotanti, in cui vengono implementati il livello di controllo primario e secondario. Le diverse pendenze delle curve caratteristiche di ogni unità di produzione, determinano come i generatori programmabili si suddividono le potenze da produrre (regolazione primaria), mentre la variabile "quota" delle rette, determina la possibilità di portare tensione e frequenza ai valori nominali (regolazione secondaria).

Il *low-level control* quindi opera per assicurare la stabilità della rete senza alcun sostegno da parte del controllo centrale. Pertanto un eventuale malfunzionamento nel sistema centrale o nella comunicazione tra le infrastrutture non comporta problemi di funzionamento dei sistemi di controllo locali. Il guasto del sistema di controllo centrale implicherebbe solo la mancanza temporanea dell'ottimizzazione nell'operatività della MG.

high-level control

L'*high-level control* attiva una procedura di dispacciamento centralizzato. Diversamente dalla *regolazione secondaria e primaria* che sono eseguite in prossimità delle sorgenti, la *regolazione terziaria* individua i *set-point* ottimali dei generatori programmabili e dei sistemi di accumulo secondo le variazioni del carico ed invia i valori di riferimento ottimali per la regolazione locale al fine di ottenere l'assetto ottimale di

funzionamento del sistema, stabilendo la potenza ottimale da produrre, con ridotti costi di generazione ed eventualmente di emissioni inquinanti.

L'*high level control* opera ad intervalli di tempo regolari ed ampi. Tra due successive ottimizzazioni dell'*high level control*, il *low level control* può agire ogni volta che le mutate condizioni operative del sistema lo richiedano, al fine di soddisfare i requisiti di un'alimentazione di qualità.

Le principali funzioni del sistema di controllo gerarchico possono essere sinteticamente rappresentate nella Figura I.5 [I.5]-[I.6].

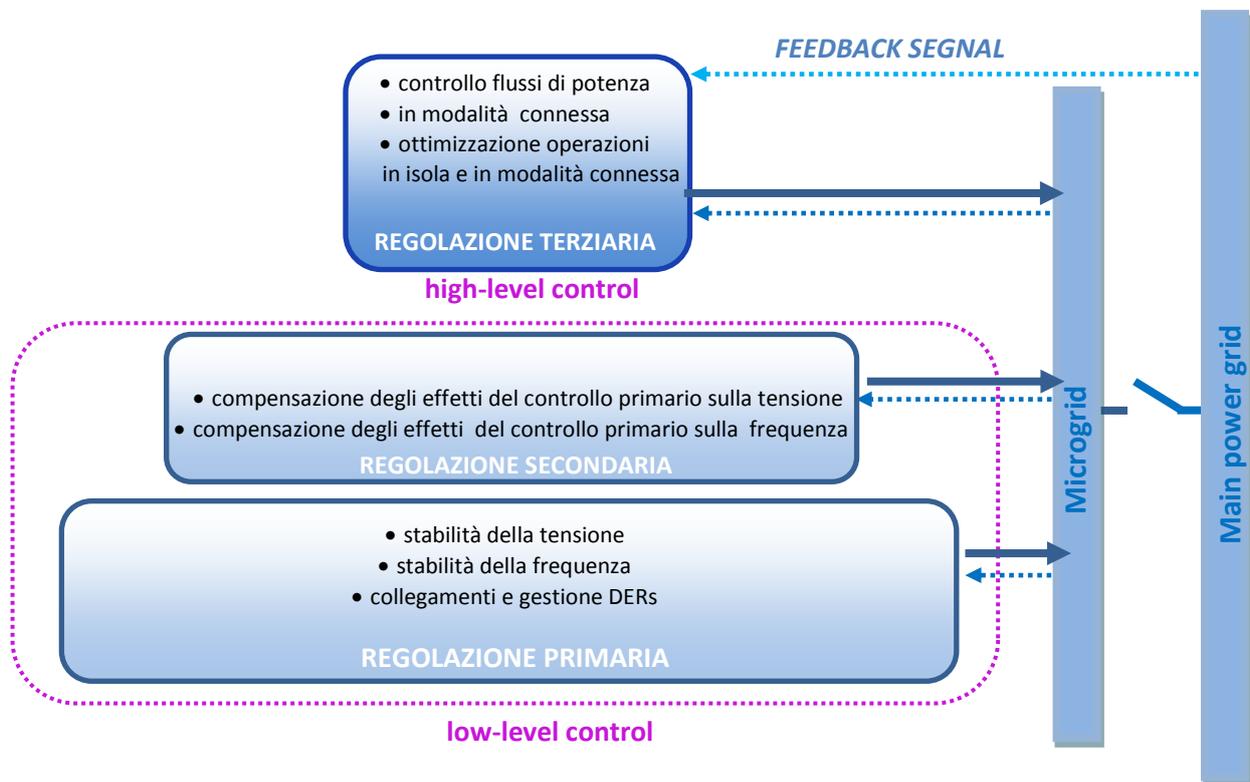


Figura I.5 - Livelli della struttura di controllo gerarchico di una MG

Funzionamento grid connected

Nel funzionamento *grid-connected* la dinamica del sistema è supportata dalla rete principale quindi l'intervento delle regolazioni primaria e secondaria è limitatissimo. In tal caso, infatti, si svolge soltanto la Regolazione terziaria, o *high level control*, sulla base di criteri tecnico-economici.

I.1.1.3. Gestione dei carichi e delle sorgenti

Come già visto, la gestione della MG si sviluppa attraverso diversi livelli di regolazione. In Figura I.6, è rappresentata la classificazione temporale delle funzioni di regolazione nel contesto di una MG. Queste comportano la esecuzione di operazioni con intervalli di riferimento diversi: dell'ordine del giorno, ora, secondo o millisecondo.

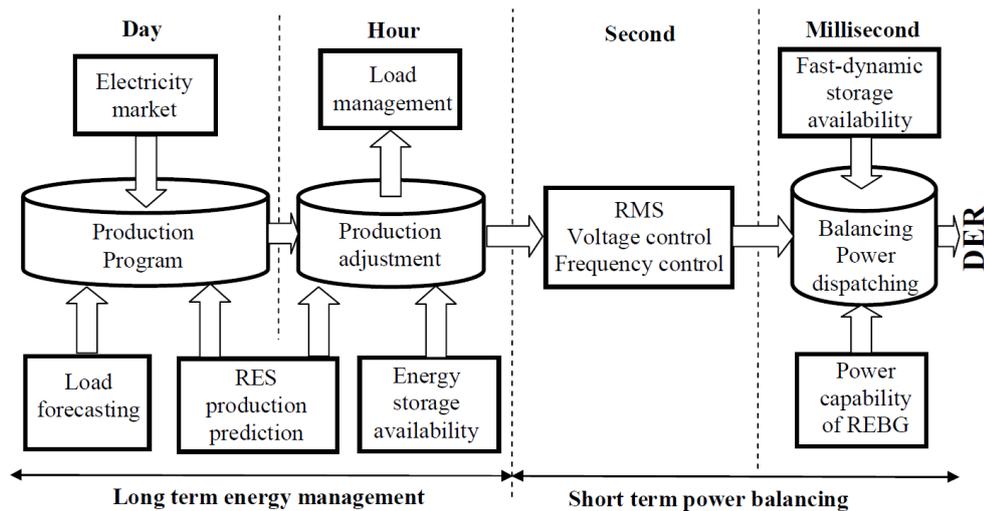


Figura I.6 - Classificazione temporale delle funzioni di regolazione nel contesto di una MG [I.8]

La procedura di bilanciamento della potenza prodotta rispetto a quella richiesta dal carico nel breve termine (ordine dei secondi o dei millisecondi) comprende procedure riferibili al *low level control*:

- "bilanciamento e dispacciamento della potenza" utilizzando componenti con dinamica di risposta particolarmente elevata (alcuni sistemi di accumulo di tipo elettrochimico) attraverso la regolazione primaria;
- regolazione della tensione e della frequenza secondaria.

Sulla base di previsioni orarie della potenza prodotta dalle risorse rinnovabili (considerando la disponibilità nel tempo della fonte primaria, l'impatto ambientale e i costi di produzione) la gestione energetica a lungo termine include operazioni che si riferiscono di norma all'*high level control* ed alla regolazione terziaria:

- gestione di carichi ordinari che possono essere scollegati, rispettando le esigenze della MG, recepite attraverso il suo monitoraggio;
- fornitura di un adeguato livello di capacità di riserva di energia in base ai prezzi del mercato dell'energia elettrica e della previsione della domanda di carico;
- definizione degli intervalli di manutenzione.

Per ottimizzare le fasi operative della MG, bisogna che si conoscano con precisione le caratteristiche temporali di funzionamento di generatori, carichi e dispositivi di accumulo.

Ad ogni livello di regolazione, la pianificazione delle risorse è legata di fatto alle caratteristiche di assorbimento dei carichi allacciati alla MG e alle delle diverse tipologie di risorse energetiche che vi operano, in termini di dispacciabilità e di tempi di risposta conseguenti a variazioni dei regimi di funzionamento.

Per quanto riguarda i **carichi**, distinguiamo [I.9]-[I.11]:

- *carichi critici*, o *Fixed Load (FL)*, per i quali deve essere garantita la continuità nell'alimentazione soddisfacendone le richieste in tempo reale (quali ad esempio server o carichi relativi a processi essenziali..)
- *carichi controllabili*, per i quali la potenza fornita può essere modulabile (*i.e. pompe di calore*).
- *carichi trasferibili*, o *Transferable Load (TL)*, il cui ciclo di lavoro può essere spostato sull'asse dei tempi in un intervallo di tempo che consenta la riduzione al minimo dei costi di approvvigionamento dell'energia;
- *carichi non prioritari* azionati dall'utente, detti *User-action Load (UL)*.

Con riferimento alle **sorgenti di energia**, a seconda delle loro caratteristiche si può distinguere tra:

- generatori distribuiti controllabili, la cui produzione di energia è asservita a fattori di convenienza economica, con il vincolo operativo dettato dalla domanda di carico dell'utenza (micro-turbine a gas, i generatori diesel, ...);
- generatori distribuiti rinnovabili e non programmabili, i cui profili di generazione dipendono dalla disponibilità delle fonti rinnovabili di energia primaria (generatori eolici, celle fotovoltaiche, ...).

Per i primi si ha un costo di produzione dato dalla somma del costo di installazione e del costo variabile del combustibile. I secondi non comportano alcun costo di funzionamento, per essi, il costo di produzione può assimilarsi al costo di impianto annualizzato; risulta conveniente che essi possano costantemente produrre energia nelle loro capacità massime.

Le sorgenti di energia presenti nelle microgrids possono essere tecnologicamente molto diverse tra loro. E' chiaro, pertanto, che anche i tempi di risposta risulteranno molto diversi tra loro [I.12]-[I.16].

Ad esempio, microturbine e CHP hanno tempi di *start_up* dell'ordine di alcuni minuti e di *shut_down* che raggiungono anche la decina di minuti, anche in dipendenza della taglia, e delle condizioni di funzionamento (temperatura raggiunta, temperatura esterna); per le turbine a gas si tratta di tempi dell'ordine di qualche minuto, come per i generatori diesel. I tempi di avviamento delle *Fuel Cell* sono dell'ordine delle frazioni di ora in dipendenza dello stato di funzionamento (una trentina di minuti per riavvio a caldo, fino a tempi dell'ordine dell'ora per raggiungere la piena potenza con avviamento a freddo). Fanno eccezione le *Fuel Cell* a tecnologia PEM, in grado di avviarsi rapidamente e seguire le variazioni del carico, con tempi paragonabili a quelli delle batterie e degli ultra-capacitori.

I **sistemi di accumulo** distribuiti dell'energia elettrica (*Energy Storage Systems ESS*) nelle MGs possono essere degli ausili non indifferenti nella gestione dell'energia sia nei confronti del soddisfacimento del bilancio istantaneo delle potenze generate e assorbite, potendo essere impiegati per immagazzinare l'energia prodotta in esubero in definiti intervalli di tempo ad esempio da generatori non dispacciabili (RES), ovvero finalizzati ad ottimizzazione economica della gestione del sistema, in base al prezzo dell'energia dispacciata sulla rete di distribuzione: le unità di stoccaggio, infatti, possono vendere e comprare energia dalla rete di alimentazione a seconda del loro stato di carica (*State Of Charge, SOC*). Alcune condizioni tecniche devono essere rispettate per non compromettere l'uso ottimale delle batterie:

- Lo stato di carica delle batterie deve essere mantenuto entro una certa fascia di sicurezza,
- La potenza che fluisce attraverso il convertitore di interfaccia deve variare fra un minimo ed un massimo,
- Il ciclo di ricarica nelle ventiquattro ore sia preferibilmente unico, per limitare l'invecchiamento delle batterie.

E' evidente che la presenza degli sistemi di accumulo elettrico nella MG introduce una dipendenza temporale nel calcolo del dispacciamento ottimale, perchè lo stato di carica dell'ESS in un dato intervallo di tempo dipende dallo stato di carica e dal dispacciamento degli intervalli di tempo precedenti.

1.1.2. Architetture dei sistemi di gestione dell'energia EMS

In base alla configurazione della MG, l'architettura dei sistemi di gestione dell'energia, al livello di regolazione terziaria nelle MGs [I.17], può avere configurazione centralizzata (CEMS) o distribuita (DEMS).

L'architettura *centralizzata* di controllo di una MG comprende una unità centrale di controllo e diverse unità remote che normalmente svolgono funzioni semplici ed implementano le tecnologie (hardware e software) necessarie ad implementare la comunicazione sulla rete. Le unità remote sono anche degli organi attuatori che agiscono su carichi o gruppi equivalenti di carichi (strutturati per essere controllati o interrotti), microgeneratori controllati e non, dispositivi di accumulo di energia.

Il vantaggio principale dell'approccio centralizzato è la possibilità di compiere un'ottimizzazione globale dei parametri della microrete. Gli svantaggi invece sono legati alla scarsa flessibilità, la rete e la sua struttura di controllo in tal caso non è facilmente espandibile.

Applicare la soluzione classica del controllo centralizzato all'interno delle microreti, se il numero di risorse energetiche da controllare (GD, sistemi di accumulo dell'energia, Energy Storage Systems ESS, carichi) è elevato, può risultare antieconomico e compromettere l'affidabilità del sistema. Per tale motivo molti autori [I.18] suggeriscono di distribuire l'onere legato al coordinamento delle risorse energetiche alle unità di calcolo installate su ciascuna di esse, conseguendo configurazioni di funzionamento sub-ottimali. La tabella I.2 riassume i PRO ed i CONTRO delle due architetture.

Tabella I.2. PRO e CONTRO delle architetture per MG

	PRO	CONTRO
Controllo centralizzato	Facile da implementare e da mantenere	Onere computazionale
	Basso costo	Connessioni a banda larga
	Utilizzazione estesa	Scarsa affidabilità
	Controllo sul sistema	Non facilmente espandibile
Controllo decentralizzato	Plug and play	Richiede sincronizzazione
	Basso costo computazionale	La struttura multi-agente può richiedere tempo per la convergenza
	Affidabilità	La convergenza verso una soluzione può dipendere dai tempi di comunicazione fra le unità
	Adatto a sistemi eterogenei e vasti	I costi di espansione del sistema possono essere elevati
		Richiede nuove infrastrutture di TLC

Una interessante architettura di CEMS che è possibile immaginare sfruttando la caratteristica delle MG di combinare differenti tecnologie di generazione, è quella in cui si prevede che la funzione di dispacciamento venga gestita differenziando l'aspetto della gestione economica del problema (ELD- Economic Load Dispatch) da quello del bilanciamento della domanda e dell'offerta (UC- Unit Commitment), vedi Figura I.7 [I.19]. Infatti i due aspetti possono essere gestiti con tempi differenti coinvolgendo le sorgenti più idonee dal punto di vista dei propri tempi di risposta. La schedulazione ottimale di Fuel Cells, CHPs, generatori Diesel, che necessita di tempi più elevati, può essere attribuita all'ottimizzatore che copre l'orizzonte temporale più ampio, lasciando all'ottimizzatore più veloce la gestione di sistemi di accumulo, carichi ed eventuali sorgenti con tempi rapidi di gestione (come la Fuel Cell con tecnologia PEM). Il vantaggio è che in tal modo è possibile risolvere analiticamente due diversi problemi di ottimizzazione con un numero di variabili inferiore, consentendo una non indifferente riduzione dei tempi di calcolo.

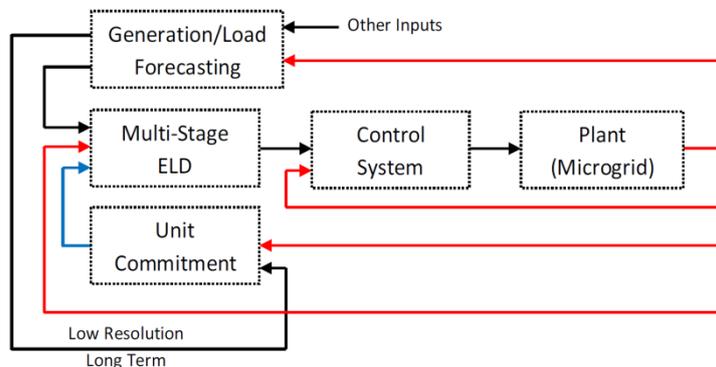


Figura I.7 - Diagramma a blocchi delle funzioni del CEMS

La funzione UC opera il dispacciamento ottimale sulla base di obiettivi di tipo tecnico delle risorse energetiche distribuite su un ampio orizzonte temporale. Esso viene risolto con una risoluzione temporale basata su intervalli di tempo elementare dell'ordine dei 30-60 minuti, coprendo un orizzonte temporale di

decine di ore. Gli output sono i set point di funzionamento delle unità di generazione distribuita della MG insieme al dispacciamento ottimale e allo stato di carica dei sistemi di accumulo.

La funzione ELD viene svolta con una alta risoluzione quindi con intervalli di tempo elementare dell'ordine di pochi minuti, e copre un orizzonte temporale di qualche ora.

L'ottimizzazione economica del sistema si sviluppa sulla base delle condizioni al contorno fornite dalla analisi del problema di UC. Per questo motivo la pianificazione sulla base della UC deve essere effettuata in anticipo rispetto al periodo su cui interviene la pianificazione ELD.

La Figura I.8 rappresenta la scala dei tempi delle operazioni nella gestione delle operazioni di dispacciamento [I.19].

Il blocco UC in figura calcola la pianificazione fisica ottimale delle risorse energetiche distribuite su un orizzonte ampio H_{UC} , con cadenza temporale pari a T_{UC} (solitamente $T_{UC} \geq T_{ELD}$). L'ELD esegue il calcolo del dispacciamento ottimale per le unità di GD, coprendo un orizzonte temporale pari a H_{ELD} , in sotto intervalli di tempo elementari pari a T_{ELD} nei quali si ritiene che le condizioni di funzionamento del sistema rimangano immutate (generazione prevista, carichi, parametri economici).

I calcoli sviluppati dall'ELD vengono effettuati per ogni intervallo temporale T_{ELD} , utilizzando un "rolling horizon", ossia un orizzonte temporale dinamico. In tal modo, sebbene l'orizzonte temporale di intervento sia di durata H_{ELD} , solo il dispacciamento calcolato per l'intervallo immediatamente successivo è utilizzato come riferimento per il sistema di controllo, mentre il dispacciamento delle unità di produzione per gli intervalli seguenti viene aggiornato durante la successiva iterazione.

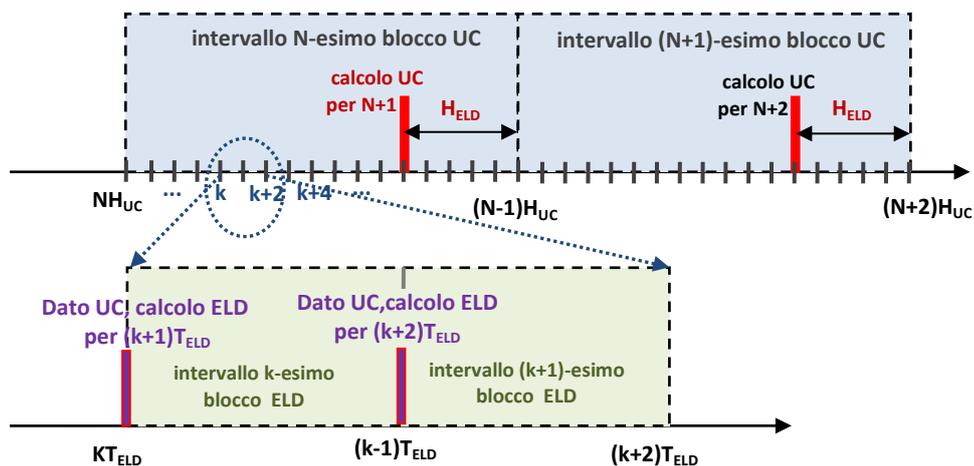


Figura I.8 - Scala dei tempi delle operazioni dei blocchi UC-ELD nella gestione delle operazioni di dispacciamento dell'EMS

I.1.2.1. Obiettivi del sistema EMS

Le funzioni svolte dal sistema EMS sono diverse in base alla sua architettura.

EMS centralizzato

Un sistema EMS centralizzato, CEMS, ha una architettura del sistema di controllo in cui le funzioni più importanti vengono svolte presso l'EMS, mentre i nodi che svolgono azioni sulle risorse energetiche distribuite di solito hanno una capacità di elaborazione solamente legata alla gestione dei protocolli di comunicazione. Le funzionalità del CEMS sono mostrate in figura I.9 [I.19].

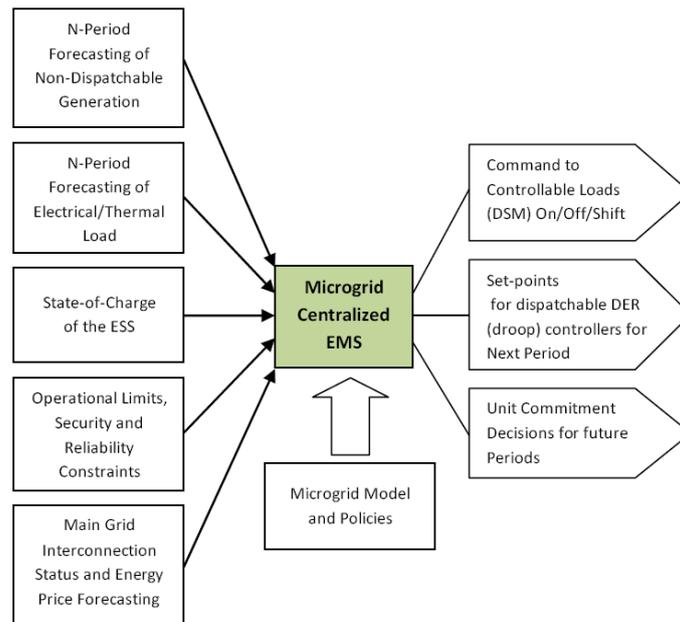


Figura I.9 - CEMS

L'unità centrale di coordinamento raccoglie le informazioni rilevanti provenienti dai differenti attori della MG per svolgere l'ottimizzazione e determinare gli input del sistema di regolazione low level nel periodo successivo.

A seconda del diverso tipo di sorgente presente nella MG, le variabili di ingresso del CEMS possono essere:

- Produzione prevista di potenza elettrica da fonti di energia non programmabili per i successivi N periodi consecutivi alla rilevazione dei dati;
- Carico previsto per i successivi N periodi consecutivi alla rilevazione dei dati;
- Stato di carica dei sistemi di accumulo di energia (ESS-Energy Storage System);
- Limiti di operatività dei generatori programmabili e dell'ESS;
- Restrizioni nella sicurezza e nell'affidabilità della microrete;
- Stato di interconnessione tra i diversi componenti della microrete;
- Prezzo dell'energia previsto.

Non appena tutte le informazioni sono state raccolte, il CEMS stabilisce i punti di operatività delle diverse risorse energetiche del sistema, in relazione ai costi, in un intervallo di tempo prestabilito.

EMS distribuito

Il sistema Distributed Energy Management System, DEMS, si basa su un Multi Agent System (MAS) per le MGs. Questo particolare sistema di gestione consente di sviluppare un progetto di operatività della MG in un mercato di sviluppo competitivo su cui si affacciano altri operatori con gli stessi intenti. Di seguito si riporta lo schema operativo di un DEMS (figura I.10).

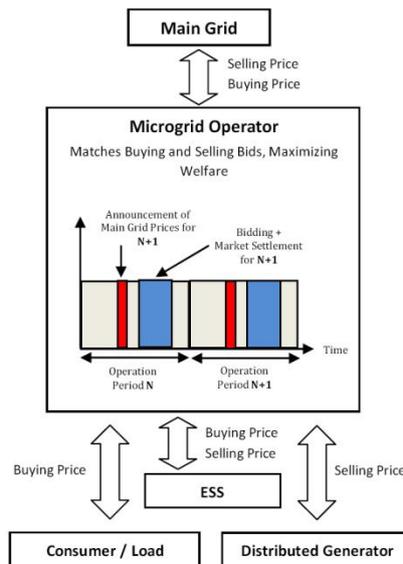


Figura I.10 - DEMS (Multi-Agent) [I.19]

Il MAS permette una più autonoma attività delle unità di generazione e non necessita di grande trasferimento di dati, riducendo anche i tempi di calcolo.

Un importante vantaggio del DEMS è la sua flessibilità; è infatti facilitata l'installazione e il coordinamento di impianti addizionali di generazione distribuita (plug and play). D'altra parte il DEMS che si basa sul MAS mostra alcuni svantaggi se confrontato con il CEMS, quando è applicato alle microreti che richiedono una forte cooperazione tra le differenti GD, in modo da operare nel sistema in modo sicuro e affidabile. Peraltro la presenza di una unità di coordinamento è di solito sempre necessaria, giacché essa garantisce la fattibilità tecnica delle transazioni energetiche fra i nodi intelligenti del sistema evitando episodi di congestione e coordinando manovre di emergenza (MG *black start* e ripristino del servizio a seguito di guasto).

I.1.2.2. Inquadramento nel mercato elettrico

La scelta della architettura dell'EMS per una MG che alimenta un distretto energetico può essere influenzata dalla condizione di mercato in cui ci si trova. L'EMS è infatti di solito la interfaccia fra la MG e l'esterno. Una situazione di mercato liberalizzato e la presenza di diversi attori infatti porta a considerare ciascun nodo della MG come una entità singola che cerca di perseguire il proprio utile.

Nel caso di architettura centralizzata ed in un mercato liberalizzato, il gestore della MG e quindi l'EMS si limiterà a svolgere la funzione di intermediazione fra le richieste del distributore e le offerte dei vari attori presenti nella MG. E' infatti probabile che in questo caso, il gestore della MG verifichi che le transazioni economiche possano effettivamente avere luogo dal punto di vista tecnico sia internamente che dalla MG verso l'esterno.

Nel caso in cui, invece, **le risorse energetiche della MG siano soggette ad una tariffazione oraria fissata o in tempo reale in relazione alla variazione del Prezzo Unico Nazionale**, le offerte dei produttori o dei carichi controllabili non intervengono nella determinazione del prezzo. In tale caso, l'EMS centralizzato potrà semplicemente registrare le strategie di ciascuna risorsa energetica ed ancora una volta verificare la congruità tecnica della strategia messa a punto sia internamente che dalla MG verso l'esterno.

Vi è poi un terzo caso, realistico, in cui si ritiene che vista la limitata capacità di trasporto della connessione con la rete principale, sia realistico considerare le offerte delle risorse energetiche locali (generatori e carichi controllabili) per alimentare il carico localmente. In questo caso, il controllore centrale potrà perseguire la minimizzazione del costo globalmente sostenuto dalla microrete per coprire il fabbisogno interno oppure la massimizzazione del profitto, vendendo energia alla rete nelle ore nelle quali il carico

interno è ridotto [I.1]. Le strategie messe in atto saranno sicuramente legate al contesto di mercato ed al modo in cui viene valorizzata l'energia ceduta alla rete.

Nel caso in cui la intera MG, comprese le risorse energetiche, è di proprietà di un singolo, l'unica variante rispetto all'ultimo caso sarà la valorizzazione del costo della generazione che sarà legato al solo costo di produzione. *E' evidente come in ciascuno dei casi sopra elencati la formulazione del problema di ottimo che l'EMS dovrà risolvere sarà differente.*

La architettura decentralizzata di EMS con una struttura multi agente, MAS, come si può notare, può assolvere a problematiche legate alla regolazione locale del carico ed alla definizione di strategie per i singoli attori del sistema, ma *la verifica delle condizioni di fattibilità tecnica dei transiti di potenza deve sempre essere affidata ad un controllore centralizzato* [I.19].

1.1.2.3. Funzioni obiettivo e vincoli

Nelle sezioni precedenti si è visto quali siano le funzioni del controllore EMS di una microrete che serve un distretto energetico. Come si è detto, la funzione fondamentale dell'EMS di una MG è quella di assicurare la stabilità della rete elettrica, in termini di frequenza e tensione, e di garantire i corretti flussi di energia tra utilizzatori, produttori locali e, in modalità grid-connected, di rispettare i vincoli i prefissati valori di interscambio delle potenze nel punto di connessione con la rete elettrica principale. Scopo altrettanto importante dell'ESS è quello di monitorare il consumo energetico e di massimizzare il contributo della produzione di energia da fonti rinnovabili conseguendo al contempo condizioni di funzionamento economicamente vantaggiose. Il problema della razionalizzazione energetica delle MG ha una natura multi obiettivo vincolato, tipicamente affrontato con approccio di tipo euristico, che consente di affrontare contemporaneamente più funzioni obiettivo e mettere insieme le diverse soluzioni che si ottengono dall'analisi, permettendo di pervenire ad una soluzione operativa ottimale [I.20],[I.21].

Generalmente, le funzioni obiettivo dell'ottimizzatore sono:

- il costo di produzione dell'energia dalle unità di GD (comprendenti i costi dei combustibili, i costi operativi e i costi di mantenimento e manutenzione della rete, espressi in funzione della potenza attiva richiesta delle utenze);
- le perdite per effetto Joule in rete;
- le emissioni inquinanti in atmosfera in funzione della potenza prodotta;
- il bilanciamento tra le richieste di potenza del carico e l'offerta di potenza dei generatori o dei sistemi di accumulo di energia.

I vincoli a cui le funzioni sono legate, e che devono essere rispettati nello studio per la ricerca del punto di ottimo funzionamento, sono:

- le limitazioni delle cadute di tensione;
- la limitazione della potenza attiva e reattiva che fluisce sui rami ed in uscita dai nodi di generazione entro la capacità prefissata;
- vincolo sulle capacità delle batterie di accumulo.

I parametri del problema di gestione ottima riguardano in genere:

- la previsione della domanda di carico
- la previsione della produzione di energia elettrica da parte dei generatori non programmabili;
- le potenze assorbite dai carichi e stato di carica dei sistemi di accumulo;
- i valori del prezzo corrente dell'energia elettrica (dati PUN)
- le caratteristiche geometriche, topologiche, ed elettriche della MG (curve di funzionamento dei generatori programmabili, capacità dei sistemi di stoccaggio, ...) .

Le variabili sono invece:

- la potenza attiva e reattiva iniettata da sistemi di generazione e accumulo
- la potenza richiesta dai carichi controllabili.

In relazione alle dimensioni del sistema studiato in questo rapporto ed alle caratteristiche del simulatore messo a punto, tale problema deve essere risolto con strategie efficienti dal punto di vista computazionale. Si è visto che in relazione alle caratteristiche dei tempi di risposta delle varie unità di generazione si possono avere a disposizione minuti per sviluppare una elaborazione. Il caso qui trattato però si riferisce alla simulazione di un comportamento ottimizzato nell'arco di un anno considerando una possibile variabilità delle condizioni di funzionamento ogni 15'. I tempi di elaborazione devono quindi essere ridottissimi. Quando le dimensioni del sistema sono sufficientemente ridotte da non ritenere influente il termine di perdite per effetto joule sulla rete e quando le risorse energetiche controllabili hanno una taglia tale da non modificare sensibilmente i flussi di potenza sulle linee, è possibile affrontare un problema di dispacciamento più semplice che non richieda la risoluzione del problema dei flussi di potenza.

Il problema è ulteriormente semplificato, come nel caso che verrà studiato in questi report, se il microsistema aggregato studiato è connesso alla rete principale ed è dotato di fonti elettriche e termiche (CHP) ad inseguimento termico, di sistemi di accumulo elettrico (ESS) e carichi differibili (TL).

Con le semplificazioni fatte, per elaborare la strategia ottimale delle risorse energetiche controllabili, l'ottimizzatore dell'EMS deve stabilire in modo dettagliato:

- il consumo di energia per il carico differibile,
- i profili di assorbimento/rilascio di potenza delle ESS connesse alla MG.

Nel caso in cui l'obiettivo dell'ottimizzatore è la definizione di strategie di gestione in tempi ridotti, orientate al controllo di un numero limitato di risorse, anche la implementazione di ottimizzatori che forniscono soluzioni in modo chiuso e rapido può risultare competitiva.

Questo è ad esempio il caso affrontato in questo studio, in cui l'obiettivo è quello di costruire un modello dell'EMS in un ambiente integrato, nel quale si considerano tanto le caratteristiche termiche quanto quelle di tipo elettrico.

I sistemi di controllo modellati sono orientati alla definizione dell'operatività di un sistema di stoccaggio, ora asservito ad un singolo carico (DEMS) e ad una fonte di generazione di tipo rinnovabile (Fotovoltaico), ora a servizio dell'intero distretto (CEMS).

1.2. Identificazione e descrizione delle funzioni aggiuntive riferite ai diversi componenti di distretti energetici

In questa sezione, vengono descritte le funzioni aggiuntive del modello di ciascuno dei componenti implementati nel software di simulazione del *sottosistema elettrico* (MG) del distretto energetico. Il *sottosistema termico* viene invece descritto nelle sue funzionalità nel report redatto da ENEA in questa annualità, si veda la figura I.11.

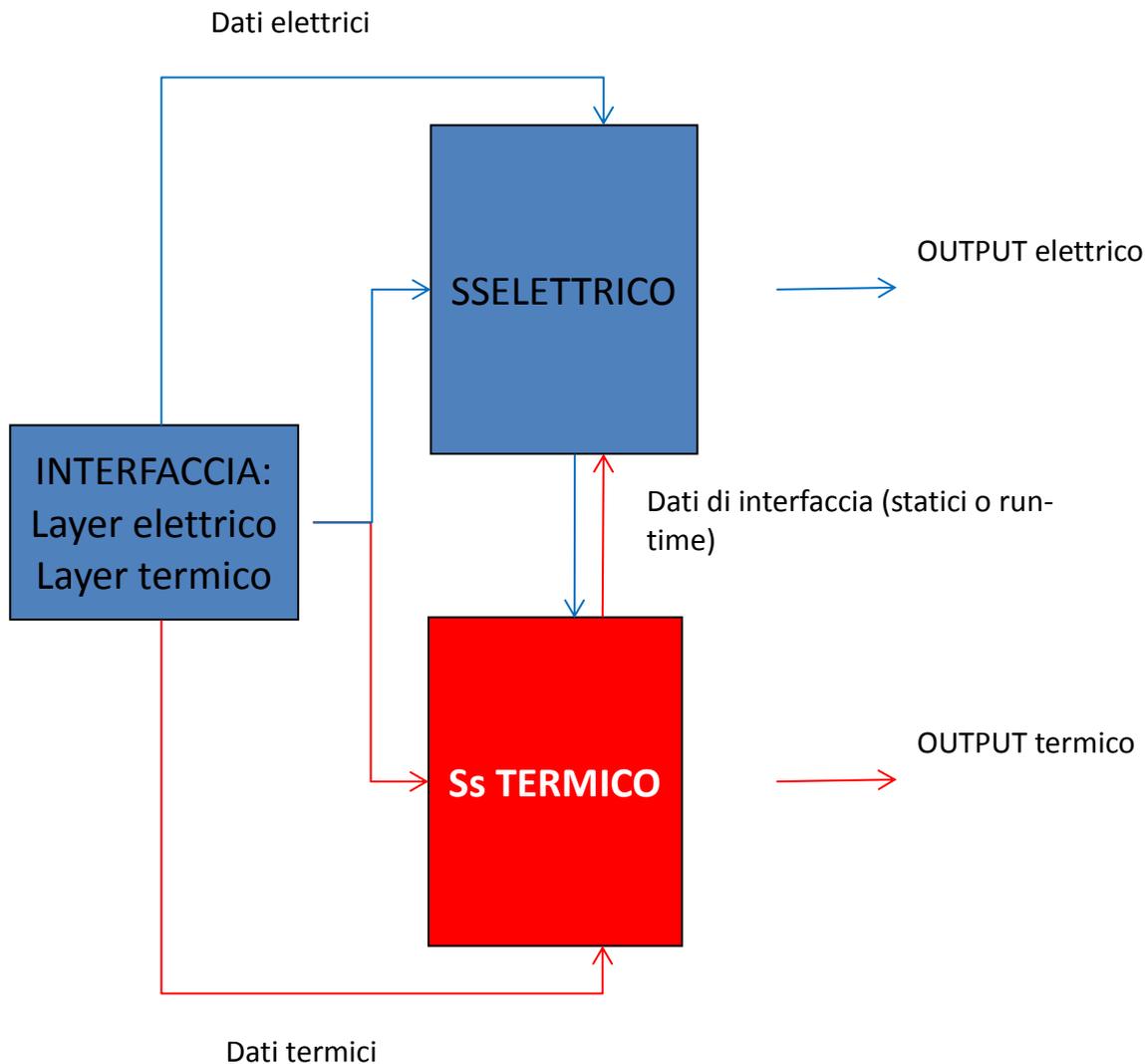


Figura I.11 - Schema a blocchi della piattaforma integrata

Come già evidenziato nel report descrittivo delle attività della scorsa annualità [I.22], ciascun componente del SS elettrico può essere modellato come componente passivo o attivo. Quest'ultima caratteristica si riferisce al livello di automazione che può caratterizzarlo. Per le caratteristiche della piattaforma di simulazione, si è preferito implementare logiche di automazione e quindi strategie di ottimizzazione quanto più snelle possibile, compatibilmente con le caratteristiche tecniche del simulatore nel suo complesso. Il simulatore deve infatti essere in grado di offrire in tempi ragionevoli risultati di simulazione che si riferiscono ad un intero anno con cadenza di 15'.

Le ipotesi sottostanti si riferiscono sempre alla disponibilità di modelli previsionali del carico, della generazione da fonte rinnovabile e dei prezzi dell'energia.

I.2.1. Controllo decentralizzato

I sistemi di gestione dell'energia, anche detti EMS, come si è visto possono essere gestiti in modo centralizzato (CEMS) o decentralizzato (DEMS). Le due modalità si riferiscono inoltre a contesti di mercato e scenari profondamente diversi. Nel caso di sistema decentralizzato, lo scenario di riferimento è quello del privato che gestisce in piena autonomia il componente in oggetto (sia esso un sistema di accumulo, il carico o un sistema di generazione).

I.2.1.1. Sistemi di accumulo dell'energia

I sistemi di accumulo dell'energia che vengono considerati in questo rapporto sono principalmente di tipo elettrochimico. Essi vengono dimensionati in modo diverso in relazione alla modalità operativa che dovranno supportare:

- per fare fronte ad un livellamento del carico di una certa entità [I.23]
- per garantire autosufficienza del singolo carico/del distretto energetico [I.24].

I sistemi di accumulo dell'energia EES hanno diverse potenziali applicazioni nelle moderne reti di distribuzione. Le reti attive sono caratterizzate da una profonda penetrazione di sistemi di generazione basati su fonti rinnovabili RES (*Renewable Energy Sources*). In particolare, grazie alle politiche nazionali di incentivazione come i sistemi tariffari, i sussidi in conto capitale, lo scambio sul posto o i certificati verdi [I.25-I.33], ed i progressi tecnologici che hanno consentito di aumentare sempre più i rendimenti di questi generatori [I.34], gli impianti fotovoltaici ed eolici sono oggi i sistemi di generazioni basati su fonti rinnovabili più comuni nelle reti di distribuzione. Sia gli impianti fotovoltaici che quelli eolici sono, tuttavia, caratterizzati dall'incertezza della produzione, e questo li rende meno competitivi nel mercato elettrico, limitandone, contemporaneamente, un'ulteriore espansione. Infatti, la natura non dispacciabile delle risorse solare ed eolica ha portato gli operatori del settore a porsi problemi sull'affidabilità e la stabilità delle reti di distribuzione in cui si ha una diffusa presenza di questi sistemi. Per questo motivo la Direttiva 2009/28/CE [I.35], riguardante la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, riconosce il bisogno di supportare l'integrazione della produzione energetica da RES nelle reti di trasmissione e distribuzione e di utilizzare sistemi di accumulo elettrico a supporto della produzione intermittente da RES. In questo scenario, l'accumulo di natura elettrochimica ha un ruolo strategico. I sistemi di accumulo, consentendo il disaccoppiamento temporale tra la produzione e l'utilizzazione dell'energia elettrica, sono in grado di favorire una maggiore penetrazione di RES nelle reti. Per questo scopo sono oggi disponibili diverse tecnologie. Una review molto esaustiva sull'accumulo elettrochimico e su altre tipologie di accumulo (meccanico o idroelettrico), può trovarsi in [I.36-I.39]. In [I.36] e [I.38], in particolare, si confrontano le diverse tecnologie disponibili in termini di caratteristiche tecniche, applicazioni e diffusione ma anche, rendimento, capacità, potenza, tempo di carica/scarica, costo, durata di vita e autoscarica. In [I.39] le diverse tecnologie sono confrontate dal punto di vista economico usando un modello analitico sviluppato dagli stessi autori. In [I.40] si trova un'interessante discussione sulle proprietà dei moderni sistemi di accumulo. Gli autori focalizzano l'attenzione sulla tecnologia di accumulo di tipo *fast-ramping-grid-tied* (FRGT) in grado di modificare il funzionamento da carica rapida a scarica rapida (o viceversa) in pochi secondi o meno. In [I.41] gli autori discutono sulle applicazioni, i vantaggi ed i limiti delle diverse tecnologie di accumulo nell'integrazione su larga scala di generatori da fonti rinnovabili. Il lavoro mostra come le differenti sfide imposte dalle fonti energetiche non dispacciabili richiedono sistemi di accumulo aventi diverse caratteristiche e che, in generale, non esiste un'unica tecnologia di accumulo in grado di surclassare tutte le altre in tutte le possibili applicazioni. Inoltre il lavoro si sofferma sui fattori esterni che possono influenzare la diffusione dell'implementazione di tecnologie basate sull'accumulo. Una serie di importanti applicazioni dei sistemi di accumulo riguarda l'alimentazione di emergenza di carichi privilegiati in ospedali, data center, etc. [I.42]. Anche nei sistemi isolati i sistemi di accumulo hanno un ruolo fondamentale nel mantenimento della continuità del servizio in mancanza di parte della produzione. In [I.43] gli autori presentano uno studio di affidabilità di una rete isolata in cui sono presenti sia sistemi di accumulo che generatori da fonte rinnovabile. Adottando un approccio basato su una metodologia Monte-Carlo, vengono dimostrati i miglioramenti ottenibili, sia in termini economici che di affidabilità, combinando sistemi di accumulo e generazione distribuita.

A. Criteri di dimensionamento per sistemi di accumulo di tipo elettrochimico nei sistemi di distribuzione a servizio di distretti energetici

Il problema del dimensionamento dei sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrochimico, ESS, è fortemente connesso all'obiettivo che durante la operatività del sistema si vorrà perseguire. Uno degli obiettivi è quello di rendere dispacciabile l'energia prodotta da RES. Lo studio [I.23] presenta una metodologia per il dimensionamento di ESS in MG a servizio di distretti energetici nei momenti in cui vi sia

un surplus di energia da RES, per poi riutilizzarlo successivamente. La funzione costo utilizzata include il costo dei ESS, il costo della potenza in uscita ed il costo della riserva rotante. Il problema è formulato come un problema non lineare misto intero. L'idea alla base del dimensionamento è quella non solo di ridurre il picco della domanda, ma anche quella di immagazzinare l'eccesso di energia prodotta dalle RES per dispacciarla successivamente.

In definitiva, la dimensione minima dell'ESS è fornita dalla seguente relazione:

$$E_{ESS}^{\min} = \max \left(\frac{E_{dis}^{\min}}{\eta_{dis}}, E_{ch}^{\min} * \eta_{ch} \right) \quad (1.1)$$

Dove η_{dis} e η_{ch} sono i coefficienti reali (minori di uno) di scarica e carica rispettivamente che tengono conto dell'efficienza dei processi di scarica e di carica. E_{dis}^{\min} e E_{ch}^{\min} sono invece le taglie minime richieste durante la scarica e durante la carica:

$$E_{dis}^{\min} = \int_0^T (P_{load}^i - P_{grid}^{i,x}) dt, \quad P_{load}^i \geq P_{grid}^{i,x} \quad (1.2)$$

$$E_{ch}^{\min} = \int_0^T (P_{grid}^{i,\min} - P_{load}^i) dt, \quad P_{grid}^{i,\min} \geq P_{load}^i \quad (1.3)$$

Dove T è l'orizzonte temporale considerato, P_{load}^i è il carico al tempo i, $P_{grid}^{i,x}$ è la massima producibilità di tutti i generatori (da fonte fossile e rinnovabile) al tempo i, $P_{grid}^{i,\min}$ è la minima potenza erogata da tutti i generatori (da fonte fossile e rinnovabile) all'istante i-esimo.

Dal dimensionamento minimo effettuato con questa logica, si capisce che il sistema sarà in grado di assorbire il surplus di energia, quando la generazione è superiore al carico (vedi equazione (1.3)) e sarà in grado di coprire i picchi di carico, quando questi superano la capacità produttiva del sistema (vedi equazione (1.2)).

Metodi più complessi richiedono una vera e propria ottimizzazione e fanno riferimento all'affidabilità dell'ESS [I.24] come sistema di alimentazione di un insieme di carichi. Si cerca quindi il minimo costo annuo, composto da termini contrastanti, come il costo di installazione dell'ESS ed il costo operativo della MG. L'utilizzo dell'accumulo può infatti fare fronte tanto ai guasti di unità di produzione di energia da fonte fossile quanto alla indisponibilità di energia da fonte rinnovabile. Nella applicazione di seguito sviluppata, nella seconda parte del rapporto, il dimensionamento dell'ESS per il distretto energetico studiato è stato portato avanti utilizzando il criterio delineato in [I.23].

B. Generazione di profili di gestione ottimizzata del convertitore per il sistema di accumulo elettrico

La piattaforma integrata di simulazione consente la identificazione di un profilo di gestione ottimizzata del convertitore che si pone come interfaccia fra l'ESS e la MG. Tale profilo viene generato in relazione a caratteristiche ed obiettivi locali del nodo a cui è connesso il sistema di accumulo.

C. Stato dell'arte sui sistemi di controllo carica dei convertitori di interfaccia per sistemi di accumulo elettrico nei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica

Per quanto riguarda la regolazione, insieme a generatori FV ed eolici [I.44] o come unità indipendenti, i sistemi di accumulo possono prendere parte alla regolazione di frequenza in presenza di rapide variazioni di potenza dovute sia ai carichi che ai generatori. Infatti, in accordo alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 [I.45-I.46], riguardanti la connessione di utenti attivi e passivi alle reti di distribuzione, i piccoli generatori di Potenza nominale compresa tra 1 kW e 10 MVA sono obbligati a partecipare alla regolazione di tensione e di frequenza, iniettando potenza reattiva in accordo a precise curve di capability o riducendo la potenza attiva generata se la frequenza va al di fuori di limiti stabiliti. Con l'applicazione di queste nuove regole, i sistemi

di accumulo sono destinati a diventare componenti fondamentali dei generatori RES e delle infrastrutture elettriche del futuro. In [I.47-I.48] sono presentati due studi interessanti sull'effetto dei sistemi di accumulo sulla stabilità dei sistemi elettrici. In particolare in [I.47] vengono indagati gli effetti della presenza di sistemi di accumulo integrati con generatori da fonti rinnovabili sulla stabilità transitoria in presenza di vari tipi di guasti. I risultati dello studio dimostrano gli effetti positivi della presenza di accumulo mettendo però in evidenza come questi effetti dipendano fortemente sia dal tipo di guasto che dalla sua posizione. In [I.48] gli autori, esaminando moltissime situazioni, arrivano a risultati simili e forniscono anche un'analisi costi/benefici. Infine i sistemi di accumulo, opportunamente integrati con piccoli generatori e controllati, possono consentire al *prosumer* di ottimizzare l'uso delle RES usando funzioni come il *load-leveling* o il *peak-shaving* [I.49]. Sistemi di accumulo come quelli agli ioni di Litio, integrati con generatori FV o eolici in appositi dispositivi possono essere usati per realizzare filtri attivi migliorando la *Power Quality*, proteggendo i carichi contro le buche di tensione, le distorsioni armoniche, etc. o proteggendo la rete dai disturbi provenienti dai carichi [I.50-I.52]. In [I.53] gli autori presentano uno studio sul miglioramento della *Power Quality* ottenuto utilizzando sistemi di accumulo.

Sul mercato esistono oggi diversi tipi di regolatori di carica unidirezionali per sistemi di accumulo, molti dei quali di piccola potenza pensati per il mercato del fotovoltaico *stand-alone* [I.54-I.56]. Tali dispositivi consentono di adattare la corrente variabile in uscita dai moduli FV con un sistema MPPT in modo da ottimizzare la carica delle batterie. Altri regolatori di carica consentono la carica delle batterie dalla rete elettrica ma anche questi non sono reversibili.

Sistemi più complessi basati sull'utilizzo di inverter consentono il completo controllo bidirezionale dello scambio di potenza tra le batterie e la rete [I.50-I.52].

Le funzioni di tali dispositivi possono essere molteplici. Oltre alla regolazione della frequenza e a quella di tensione, ai servizi di emergenza ed al filtraggio attivo, di cui si è già parlato, tali dispositivi possono essere impiegati per:

- trasferimento di energia;
- servizi di potenza;
- rifasamento;
- servizi di rampa.

Per maggiori specificazioni si rimanda a [I.57].

D. La funzionalità 'ESS_regulator_Interface'

La funzionalità 'ESS_regulator_Interface' consente di generare profili di carico ottimizzato sulla base di alcuni obiettivi:

- la massimizzazione del beneficio economico associato all'acquisto dell'energia
- il rispetto di un vincolo tecnico che riguarda l'appiattimento del diagramma di carico presentato al distributore (che potrà anche tradursi in beneficio economico per l'utente), *peak shaving*
- il rispetto di vincoli tecnici sulla capacità finita di accumulo della batteria e sul massimo numero di manovre di carica e scarica.

La funzionalità in oggetto consente quindi di identificare il profilo di carica e scarica ideale di un ESS a servizio di un carico elettrico e di un sistema di generazione da fonte rinnovabile, che in prima battuta, si ipotizza sia di tipo fotovoltaico.

Le ipotesi di partenza dell'approccio proposto sono:

- che a monte del sistema in oggetto vi sia un modulo per la previsione della producibilità da fonte fotovoltaica e del consumo da parte del carico nelle successive 24 ore con una cadenza di 15' (intervallo di tempo elementare, e.t.i.)
- che il sistema di controllo abbia una interfaccia verso la rete Internet dalla quale potrà ricevere il profilo desiderato richiesto dal distributore o dall'aggregatore [I.2] e segnali del prezzo dell'energia riferiti alle 24 ore successive
- che il sistema di controllo per l'ESS possa modulare la potenza che viene immessa o prelevata dalla batteria agendo su un convertitore di potenza.

Il modello energetico dell'accumulo è descritto nel dettaglio nel report ENEA Report RdS/2013/118.

Il problema quindi si riconduce ad un problema di *scheduling* della risorsa energetica contenuta nella batteria. L'approccio che si è seguito è quello di identificare una funzione interpolante di un andamento desiderato che dovrà contemperare esigenze tecniche ed economiche.

L'andamento desiderato della potenza immessa/rilasciata dall'ESS in prima istanza si immagina che sia quello che consente di rendere nulla la varianza del carico visto dal distributore (*peak shaving*).

Per chiarire meglio i concetti, si immagini che l'edificio in cui è installato il sistema di accumulo abbia il diagramma di carico riportato in figura I.12. Si ipotizzi anche che l'andamento della potenza prodotta dall'impianto FV ivi installato sia riportato in figura I.13.

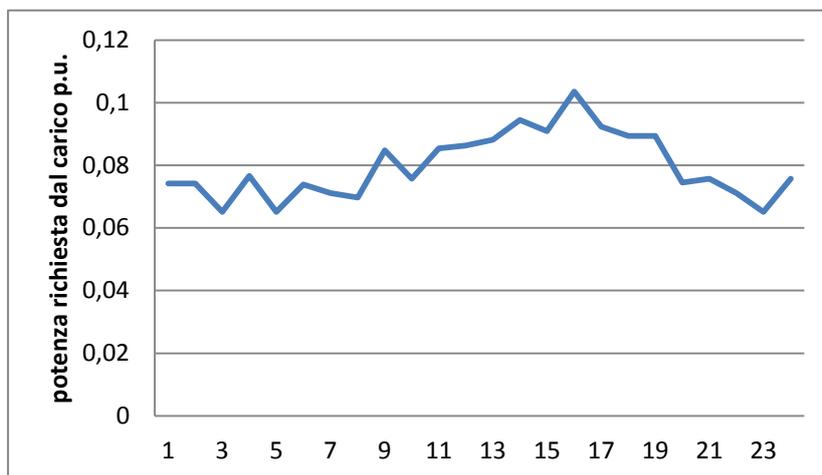


Figura I.12 – Andamento previsto della potenza richiesta dal carico nelle 24 ore successive

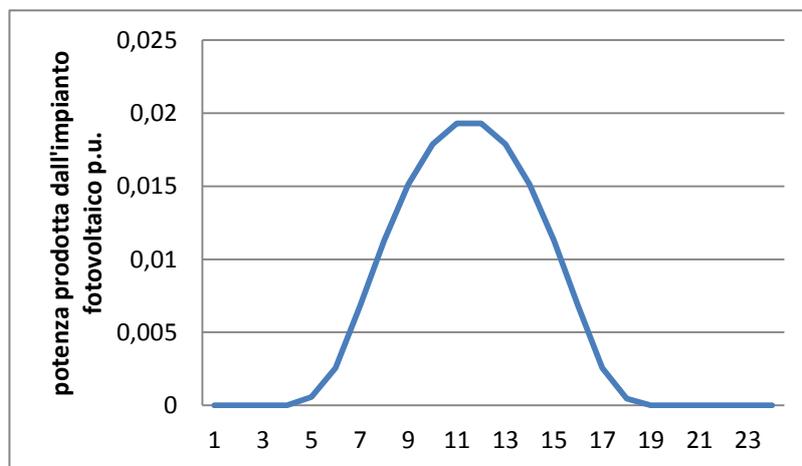


Figura I.13 – Andamento previsto della potenza prodotta dall'impianto FV nelle 24 ore successive

Il diagramma risultante visto dal punto di consegna, pdC, dell'energia è riportato in figura I.14.

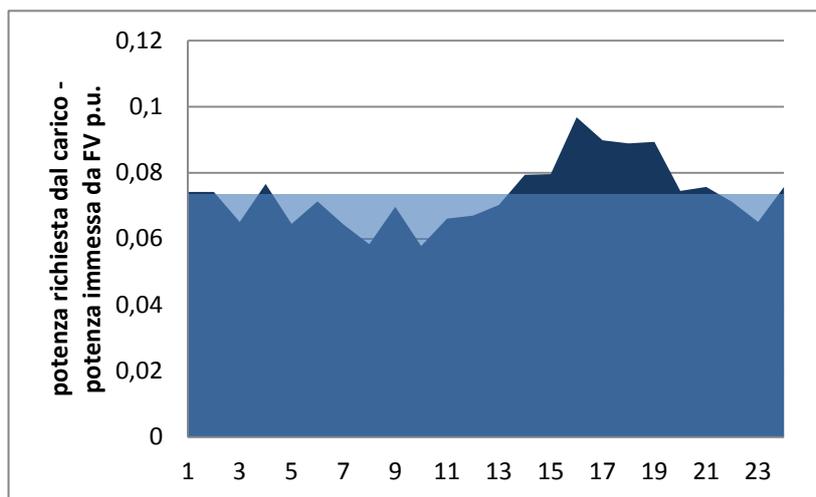


Figura I.14 – Andamento previsto del diagramma di carico risultante visto dal pdC dell'energia nelle 24 ore successive considerando l'apporto del FV

Dal grafico in Figura I.14, da cui si evidenzia anche il valore medio del carico risultante, si nota che se idealmente il sistema di accumulo potesse rilasciare energia quando il carico è al di sopra del valore medio ed assorbirla quando il carico è al di sotto, il profilo sarebbe completamente piatto. Complessivamente quindi il profilo ideale di carica e scarica del sistema di accumulo è riportato in figura I.15.

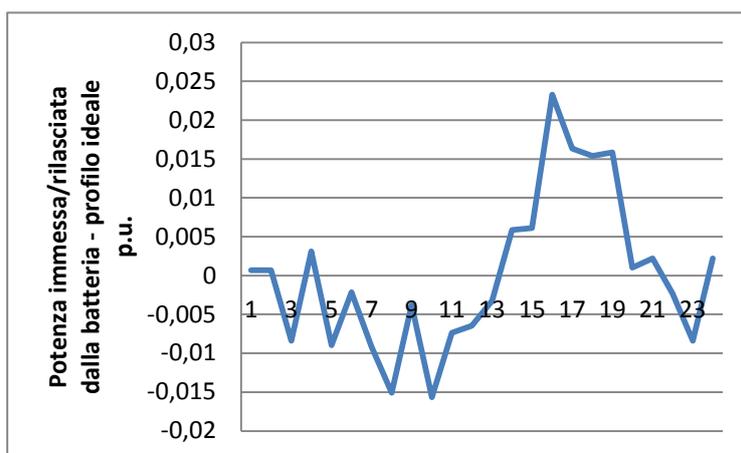


Figura I.15 – Profilo ideale sistema di accumulo per 'peak shaving' del profilo in figura I.14 nelle 24 ore successive

Tuttavia il profilo proposto non consente di soddisfare gli obiettivi di massimizzazione del beneficio economico e neanche quello della limitazione del numero di manovre.

Allo scopo, si ricorre all'utilizzo di una funzione interpolante i cui parametri possano essere modificati al fine di:

- limitare il numero di cambi di concavità
- fare coincidere i punti iniziale e finale
- mantenere un integrale nullo
- garantire un *fitting* più preciso con i punti di funzionamento dedotti dalla figura I.15, quando le condizioni economiche sono favorevoli.

Per conseguire tutti questi obiettivi, si è utilizzata, per rappresentare l'andamento della potenza immessa/assorbita dalla batteria, una funzione interpolante composta da un polinomio di Fourier rappresentabile nella forma che segue:

$$f(h) = \sum_{j=1}^n a_j \cos(hw) + b_j \sin(hw) , (I.4)$$

dove w è stato scelto pari a $\pi/12$, in modo che ciascuna onda abbia periodo di un giorno, mentre h è l'e.t.i., *elementary time interval*, n è l'ordine del polinomio cui è connesso il numero di cambi di concavità e dunque il numero di manovre, a_i e b_i sono le ampiezze delle onde. Il *fitting* è modulato in base a dei pesi reali la cui funzione è quella di garantire una interpolazione più fedele solo quando si ha convenienza economica nel prelievo/immissione di energia.

Viene inoltre imposto che:

$$f(0)=f(T) \quad (I.5)$$

dove T è l'orizzonte temporale complessivo di *scheduling*, vale quindi 96 se si considerano 24 ore e l'e.t.i. è di 15'. La convenienza economica in relazione a possibili azioni di prelievo o immissione di energia viene valutata con riferimento al valore medio del valore del Prezzo Unico Nazionale, PUN, nelle successive 24 ore:

- a) se il prezzo istantaneo è maggiore del prezzo medio, si considererà conveniente alimentare il carico localmente,
- b) se il prezzo istantaneo è minore del valore medio del PUN, si riterrà conveniente l'acquisto di energia dalla rete.

Se dunque il profilo ideale prescrive la 'carica' e ci troviamo nella condizione b) allora l'interpolazione del profilo ideale sarà molto fedele ed i pesi verranno scelti in tale modo, se invece il profilo ideale prescrive la 'carica' del sistema di accumulo e ci si trova nella condizione a), l'interpolazione sarà meno fedele.

La figura I.16 sotto riportata a titolo di esempio rappresenta un possibile andamento del PUN in rapporto al suo valore medio.

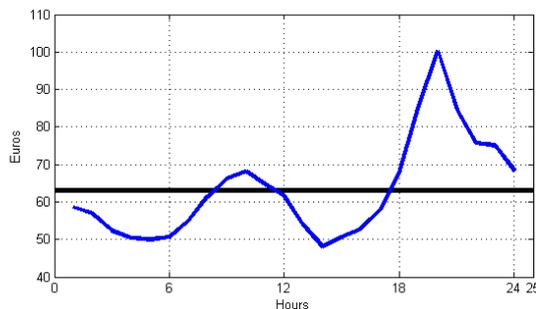


Figura I.16 – Andamento del prezzo dell'energia nelle 24 ore successive

A titolo di esempio, si riportano le seguenti figure I.17, I.18 e I.19 che si riferiscono ad una applicazione del metodo illustrato considerando che l'andamento del PUN nelle 24 ore successive sia quello riportato in figura I.16.

La figura I.17 riporta l'andamento del diagramma di carico risultante ed il valore medio. La figura I.18 i pesi e la figura I.19 infine il risultato del *fitting*. Perché il profilo risultante sia piatto occorre che il sistema di accumulo assorba nelle prime ore del giorno e poi rilasci energia, mentre la sera occorre che ne rilasci ancora per annullare il picco del carico dopo le 20. Il grafico riportato in figura I.18 è traslato di una ampiezza pari al valore medio in verticale.

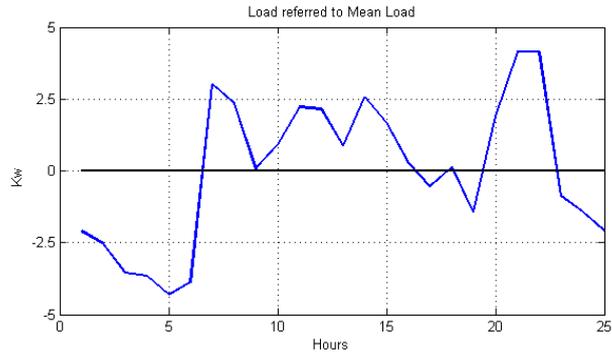


Figura I.17 – Andamento previsto del diagramma di carico risultante visto dal pdC dell'energia nelle 24 ore successive

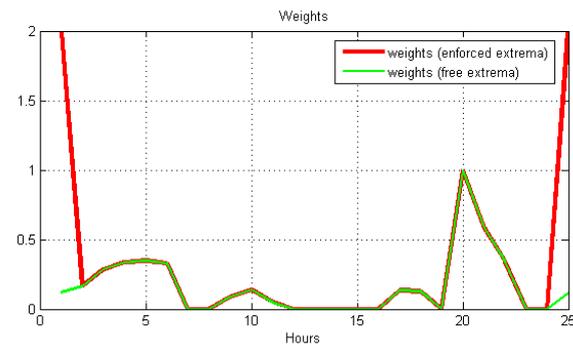


Figura I.18 – Valore dei pesi nel caso in cui si imponga la condizione (2) – in rosso

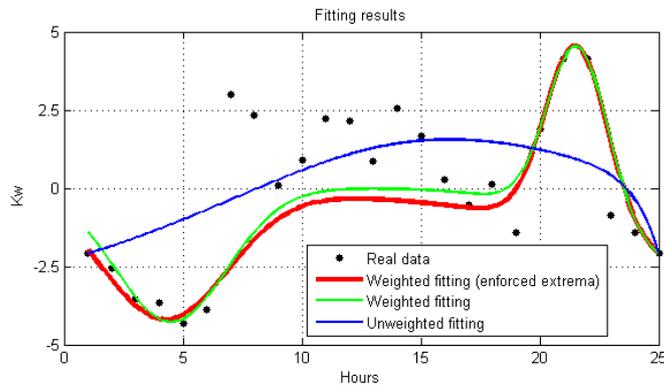


Figura I.19 – Risultato della interpolazione

La figura I.19 riporta in nero i punti della funzione da interpolare assumendo per semplicità che si sviluppi in 24 punti, in blu la funzione interpolante in assenza di pesi, in rosso la funzione interpolante in presenza di pesi e imponendo analiticamente, sempre attraverso pesi di valore molto elevato la condizione (1.5). Il *fitting* è stato realizzato mediante la versione non lineare dell'algoritmo dei minimi quadrati pesati. Per garantire che ad ogni intervallo di tempo elementare la potenza immessa/rilasciata dalla batteria sia inferiore al valore massimo consentito dal convertitore e che l'integrale della potenza accumulata non ecceda mai il valore della capacità, viene effettuata una procedura di *scaling* del polinomio risultante, mediante i seguenti passi:

1. Calcolo dell'integrale del polinomio $F(h)$ (rappresentante lo stato di carica dell'accumulo)
2. Individuazione del picco in valore assoluto $M_a = \max(F(h))$.
3. *Scaling* dell'integrale $F_1(h) = F(h) \cdot C_{acc} / M_a$, dove C_{acc} è la capacità nominale dell'accumulo.

4. Differenziazione di $F_1(h)$ per ottenere il profilo effettivo della batteria $f_1(h)$.

Ovviamente la procedura descritta consente di ottenere una situazione ottimizzata in termini di costo solo se il diagramma di carico in assenza di accumulo non fosse già convenientemente posizionato rispetto al diagramma del PUN, giacché l'obiettivo prioritario della gestione del sistema di accumulo è di tipo tecnico, mentre quello della massimizzazione del beneficio economico a seguito di compravendita di energia è un obiettivo secondario. Qualora l'obiettivo sia puramente tecnico, la rappresentazione del comportamento del sistema di accumulo con una funzione nella forma (1.4) sarà sufficiente a garantire un comportamento ideale dal punto di vista tecnico nel rispetto dei vincoli fisici imposti dal sistema elettrochimico utilizzato.

1.2.1.2. Generazione di profili di gestione ottimizzata di cogeneratori: la funzionalità 'CHP_e_control_Interface'

Il cogeneratore, per le sue caratteristiche tecniche, viene normalmente gestito per inseguire il carico termico. Ciò non toglie che esso potrebbe anche inseguire il carico elettrico, anche se le sue caratteristiche tecniche non lo rendono adatto a seguire la sua dinamica. Si veda in proposito la sezione I.1.

1.2.1.3. Carichi: la funzionalità 'Load_generation_Interface'

La gestione locale dei carichi viene essenzialmente sviluppata immaginando che esista un impianto domotico o di *building automation (Home and Building Automation system)* che provveda al controllo con eventuale differimento di alcuni carichi in relazione alle tariffe applicate dal distributore. Tipicamente tali tariffe sono del tipo *time of use*, TOU, quindi il diagramma di carico risulterà in parte modificato al fine di massimizzare l'impiego di energia nelle ore nelle quali l'energia costa meno.

L'interfaccia del modello implementato consente di selezionare la modalità: 'evoluzione libera' e la modalità 'TOU', secondo la quale, una porzione del carico viene differita in ore nelle quali l'energia elettrica costa meno.

La funzionalità a cui ci si riferisce è denominata, '*load generation interface*', Figura I.20, nella quale, sulla base di alcuni parametri, è possibile generare un profilo di carico per ciascuna ora del giorno, nelle due modalità sopra descritte.

Nella modalità 'evoluzione libera', la generazione dei profili di carico avviene come segue [I.22]:

- l'utente del *software* indica il tipo di utilizzatore (residenziale, commerciale, etc.), la giornata (feriale o festiva) e la stagione (estiva o invernale);
- ciascun utilizzatore è caratterizzato da un diagramma di carico medio che il *software* contiene in memoria e che è espresso in p.u. del valore massimo di potenza assorbita;
- l'utente fornisce il valore del picco di potenza (lo stesso valore, in alternativa, può essere dedotto dalla indicazione sulla tipologia del carico e sulla base della superficie dell'edificio espressa in m^2 e che è un dato di interfaccia condiviso con il sottosistema termico);
- il *software* moltiplica tutti i punti del diagramma di carico medio normalizzato, tenendo conto della deviazione standard associata, per il valore del picco di potenza e per dei coefficienti che tengono conto della stagionalità e del tipo di giornata, e costruendo in questo modo il diagramma di carico dell'utilizzatore.

Per quelle utenze per le quali 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 in [I.22].

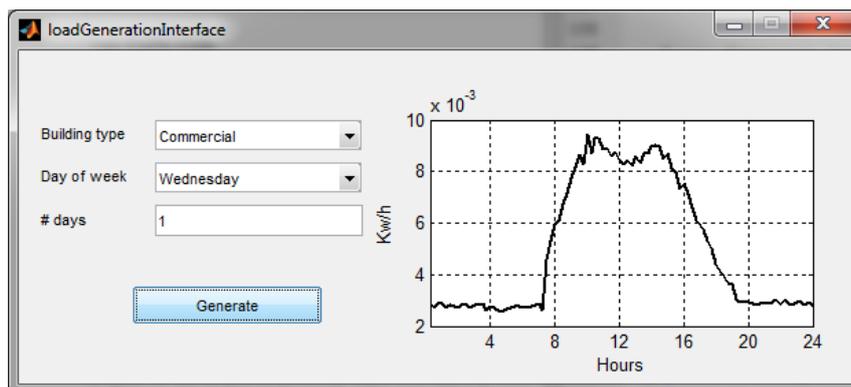


Figura I.20 – L'interfaccia per il controllo locale del carico

1.2.2. Controllo centralizzato

Il controllo centralizzato di tutte le risorse energetiche si riferisce allo scenario nel quale un unico proprietario possiede l'intero sistema di distribuzione (esempio: ospedale, università, insediamento industriale...) e possa gestire da remoto l'insieme delle risorse energetiche presenti.

Tale insieme nel caso studiato è costituito da:

- Un sistema di accumulo dell'energia elettrica, ESS
- Un insieme di carichi 'dispacciabili'.

Vi sono poi delle risorse energetiche non controllabili (dispacciabili) come:

- Un insieme di carichi non 'dispacciabili'
- Un impianto fotovoltaico, FV.

Si ipotizzerà che sia presente anche un impianto di cogenerazione che potrà essere gestito ad inseguimento elettrico o termico in relazione ai tempi di risposta di questa macchina e all'ampiezza degli intervalli di tempo elementare.

Si è già visto [I.22] che per questa tipologia di problemi le metodologie più indicate sono quelle di tipo euristico e, nel caso in cui si vogliono identificare soluzioni operative che minimizzino più obiettivi, multi obiettivo. D'altra parte, dovendo inserire una strategia di gestione ottimizzata in una piattaforma che nasce per modellare il comportamento di un distretto energetico e dovendo il modello produrre risultati in tempi ragionevoli, si è preferito utilizzare un approccio al problema dello *scheduling* innovativo simile a quello rappresentato in I.2.1.1.D..

Concettualmente si tratta di immaginare il problema dello *scheduling* come quello del *fitting* di funzioni continue utilizzando funzioni analitiche che per quanto possibile abbiano un comportamento tale da non violare i vincoli tecnici del sistema fisico di cui rappresentano il comportamento.

La formulazione del problema per quello che riguarda la strategia di gestione di un aggregato di carichi è tratta da [I.58].

In questo caso però i carichi 'dispacciabili' vengono divisi in due tipologie:

- Carichi differibili
- Carichi modulabili.

I primi sono quelli per i quali può essere differito il ciclo di lavorazione (ad esempio, la lavatrice), i secondi sono carichi dei quali può essere modulata la intensità (ad esempio, i condizionatori).

Come già visto, le ipotesi di partenza dell'approccio proposto sono:

- che a monte del sistema in oggetto vi sia un modulo per la previsione della producibilità da fonte fotovoltaica e del consumo da parte del carico nelle successive 24 ore con una cadenza di 15' (intervallo di tempo elementare, e.t.i.)
- che il sistema di controllo dell'ESS abbia una interfaccia verso la rete Internet dalla quale potrà ricevere il profilo desiderato richiesto dal distributore o dall'aggregatore [I.2] e segnali del prezzo dell'energia riferiti alle 24 ore successive

- che il sistema di controllo dell'ESS agisca su un convertitore di potenza che possa modulare la potenza che viene immessa o prelevata dall'ESS
- che siano noti in ampiezza e durata i cicli di lavorazione di tutti i carichi differibili
- che siano noti in ampiezza massima i carichi modulabili e che sia prevedibile il loro funzionamento nell'arco della giornata.

Il problema quindi si riconduce ad un problema di *scheduling* della risorse energetiche costituite dalla batteria che viene modellata come già descritto in I.2.2.1.C. e dai carichi dispacciabili. Di questi ultimi in definitiva si conosce il profilo di massima, sul quale si potrà intervenire in riduzione, ma non in aumento.

Ancora una volta, l'approccio che si è seguito è quello di identificare una funzione interpolante di un andamento desiderato che dovrà contemperare esigenze tecniche ed economiche.

Anche in questo caso, per garantire che ad ogni intervallo di tempo elementare la potenza immessa/rilasciata dall'ESS sia inferiore al valore massimo consentito dal convertitore e che l'integrale della potenza accumulata non ecceda mai il valore della capacità dell'ESS, viene effettuata uno *scaling* del polinomio risultante, mediante gli stessi passi descritti precedentemente per la gestione dell'ESS senza carichi dispacciabili.

Ancora una volta si immagina che l'andamento desiderato della potenza immessa/rilasciata dal distretto energetico sia quello che consente di rendere nulla la varianza del carico visto dal distributore (*peak shaving*) presso il nodo MT. L'approccio utilizzato comunque non impedisce l'utilizzo di un profilo desiderato qualsiasi.

Il problema che si affronta, sul sistema di cui l'utente decide di ottimizzare la gestione in modo centralizzato, è quello dello *scheduling* ottimizzato di un insieme di risorse, inclusi i carichi elettrici di tutto il distretto e gli ESS.

Si immagina sempre che il dato di partenza siano la disponibilità di:

- previsioni del fabbisogno dei carichi elettrici nelle successive 24 ore
- previsioni di producibilità delle fonti FV
- margine di flessibilità del carico
- previsione o conoscenza dell'andamento dei prezzi dell'energia nelle successive 24 ore.

Come già fatto in I.2.1.1.D, viene identificato il profilo che devono seguire le risorse energetiche dispacciabili (ESS e carichi dispacciabili dell'intero distretto energetico) confrontando l'andamento complessivo della parte non modulabile di generazione e carico dell'intero distretto energetico con il profilo desiderato. Si sottolinea che la parte dispacciabile-modulabile dei carichi viene considerata fissa in prima istanza, costituendo poi una eventuale riserva per eseguire piccoli aggiustamenti sui profili ottimizzati dedotti dallo *scheduling*.

In tal modo, si ricava un profilo di funzionamento ottimale per la parte modulabile di carichi e ESS.

Analiticamente il problema potrà esprimersi nel modo che segue:

$$p_{\text{ott}}(t) = p_{\text{desiderato}}(t) - p_{\text{fisso}}(t)$$

dove

$$p_{\text{fisso}}(t) = P_{\text{FV}}(t) - P_{\text{Lfisso}}(t)$$

$p_{\text{ott}}(t)$ è il profilo desiderato per le risorse modulabili e $p_{\text{desiderato}}(t)$ è il profilo desiderato dal distributore. Il problema sarà quello di identificare i parametri che rendono minimo lo scarto fra $p_{\text{ott}}(t)$ e una funzione analitica che rappresenta il comportamento fisicamente realizzabile degli ESS e carichi modulabili.

La funzione analitica che rappresenta l'ESS come già visto è la (I.4). Mentre per quanto riguarda i carichi differibili, si potrà rappresentarli in modo approssimato con delle funzioni gaussiane aventi il valore

massimo pari a valore massimo di potenza consumato durante il ciclo di lavorazione (vedi tabella I.3) e deviazione standard tale da rendere nullo l'assorbimento di potenza all'inizio ed alla fine del ciclo di lavorazione.

Tabella I.3. Dettagli sui cicli di lavoro di alcuni elettrodomestici [I.58]

Elettrodomestico	Durata ciclo di lavoro (time slots di 15')	Consumo minimo [kW]	Consumo massimo [kW]
Lavatrice	6	0.1	2
Lavastoviglie	8	0.1	2.1
Asciugatrice	6	0.3	2
Forno	3	0.6	2
Boiler	4	0.05	2

L'unica incognita in questa formulazione è dunque l'istante in cui si avvia il ciclo di lavorazione che è correlato a meno di un ΔT , pari alla metà della durata del singolo ciclo di lavorazione, con il valore medio della gaussiana. La deviazione standard σ è stata fissata seguendo la regola per la quale il 99,7% dei campioni di una gaussiana risiede nell'intervallo $I = \mu \pm 3\sigma$ considerando I il ciclo di funzionamento del carico. A titolo di esempio, la Figura I.21 rappresenta l'andamento della potenza assorbita da una lavatrice con potenza di picco pari a 2 kW e ciclo di lavorazione di durata pari a 6 intervalli di tempo elementare (ad esempio della durata di 15').

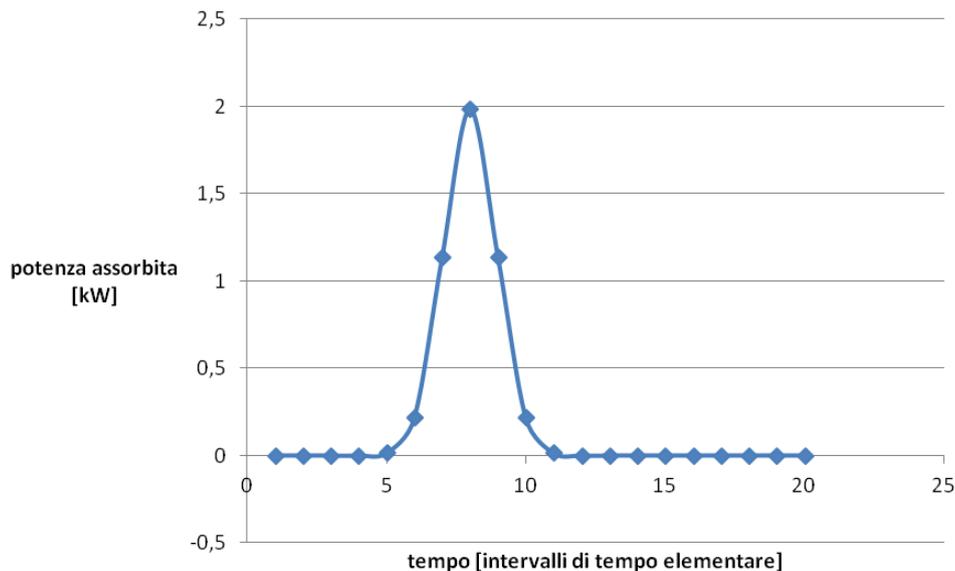


Figura I.21 – Rappresentazione analitica del ciclo di lavorazione di una lavatrice

Si ottiene così la seguente funzione interpolante:

$$f(h) = \sum_{j=1}^n a_j \cos(hw) + b_j \sin(hw) + \sum_{j=1}^{nL} 2e^{-\left(\frac{x-c_j}{\sigma_j}\right)^2} \quad (I.6)$$

dove $w = \pi/12$ ed h è l'e.t.i. come nella relazione (I.4), n è l'ordine del polinomio cui è connesso il numero di cambi di concavità e dunque il numero di manovre, a_i e b_i sono le ampiezze delle onde. Il *fitting* è modulato in base a dei pesi reali la cui funzione è quella di garantire una interpolazione più fedele solo quando si ha convenienza economica nel prelievo/immissione di energia.

La formulazione adottata separa gli aspetti legati all'acquisto di energia da quelli connessi al supporto con un servizio ancillare del funzionamento della rete di distribuzione, servizio a cui potrebbe essere corrisposto un compenso la cui entità verrebbe convenuta in modo bilaterale.

Se, come in [1.58], più semplicemente il *fitting* di un profilo ottimizzato comporta di per sé un vantaggio economico, il sistema dei pesi può essere abbandonato e il numero di variabili incognite si riduce, rendendo il problema ancor più semplice.

L'approccio seguito ci consente di utilizzare rapidi metodi di soluzione che utilizzano derivate, giacché le funzioni interpolanti sono tutte derivabili.

In questo modo tuttavia, a causa del fatto che l'obiettivo tecnico è prioritario, il beneficio economico rilevato può risultare anche sensibilmente inferiore rispetto al caso in cui i carichi non subissero una azione di controllo.

A questo scopo, volendo conseguire un più significativo risultato economico, si è seguita una procedura in cascata, attraverso la quale si è prima identificata la collocazione ottimale dei carichi per il conseguimento di un beneficio economico e solo successivamente si è implementata la procedura di gestione del sistema di accumulo utilizzando la strategia proposta in I.2.1.1.D.

La sezione delle applicazioni riportata nella seconda parte del Report evidenzia come seguendo la strategia illustrata di seguito si siano conseguiti risultati economici molto positivi.

Il dispacciamento dei carichi è stato invece svolto con l'unico obiettivo di massimizzare il beneficio economico tramite un opportuno posizionamento dei cicli di funzionamento di alcuni elettrodomestici.

L'operazione di dispacciamento dei carichi avviene in due fasi:

- Simulazione dell'estrazione dei carichi individuali di ciascun elettrodomestico dispacciabile dal profilo di carico complessivo
- Dispacciamento dei carichi nelle fasce orarie in cui l'andamento del PUN è minore

Nella prima fase si suppone che gli utenti utilizzino gli elettrodomestici in egual misura durante la giornata, pertanto vengono estratti N campioni casuali da una distribuzione uniforme, compresi nell'intervallo fra le 0 e 24.

Nella seconda fase, si suppone che i carichi debbano essere dispacciati nelle ore in cui il PUN è minore del valore medio, quindi si opera nello stesso modo usato per l'estrazione dei carichi, ma usando questa volta, piuttosto che una distribuzione uniforme, una funzione di distribuzione di massa (*pmf*) che privilegi le ore in cui l'energia ha un costo più basso, pertanto si procede nel seguente modo:

- Viene fornito il profilo del PUN come input
- Viene creata la *pmf* normalizzando tale profilo rispetto alla sua somma.
$$p(x) = (\text{pun} - \min(\text{pun})) / (\text{sum}(\text{pun} - \min(\text{pun})))$$
- Vengono estratti N campioni da $p(x)$

Il procedimento viene illustrato di seguito tramite diagrammi.

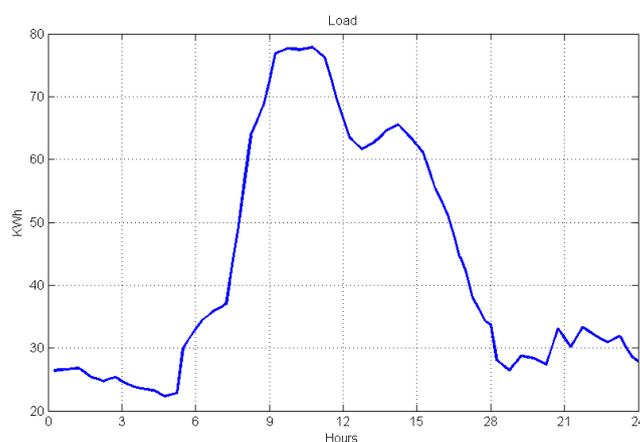


Figura I.21 – Profilo originale del carico

L'estrazione dell'ora in cui vengono avviati i carichi viene eseguita come detto. Nella figura si è immaginato di distribuire nelle 24 ore 14 carichi in 7 appartamenti, immaginando di potere trasferire il ciclo di funzionamento di due elettrodomestici in ciascuna abitazione.

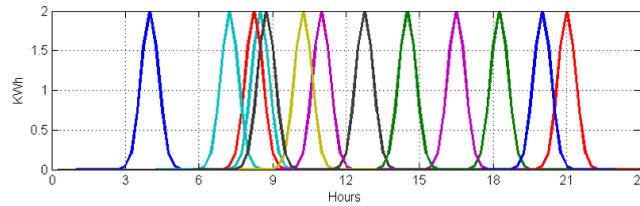
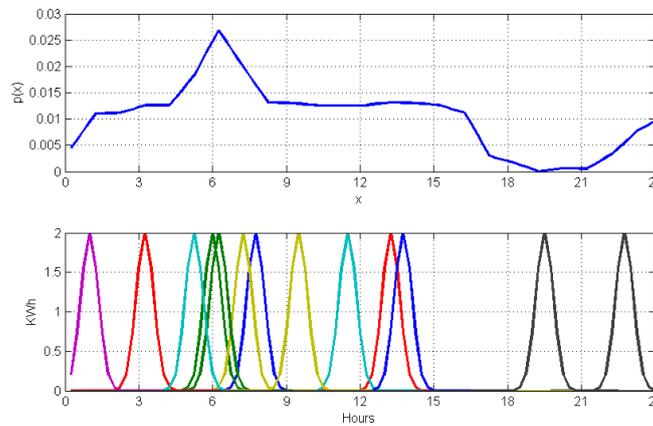


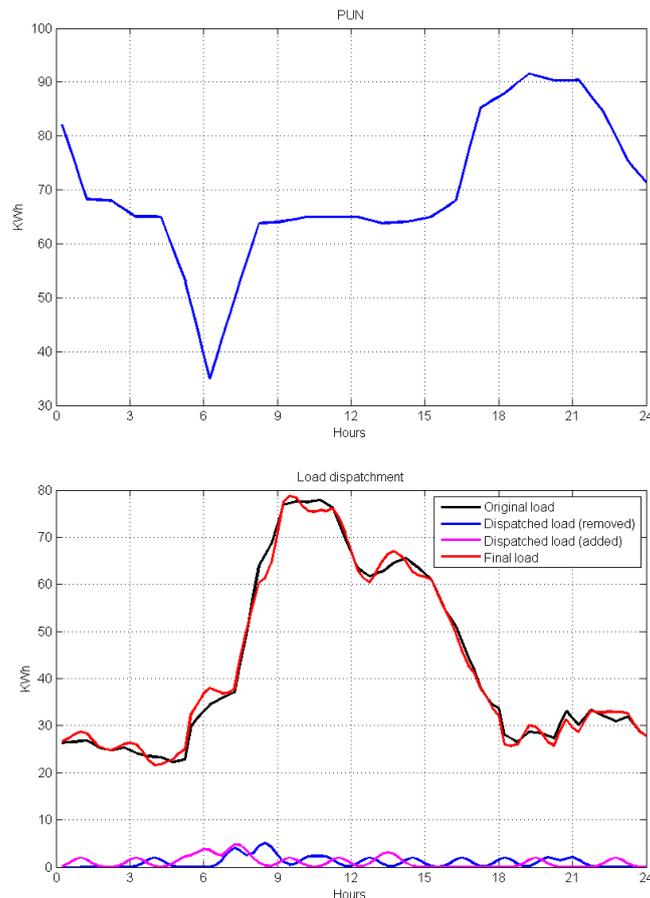
Figura I.22 – Estrazione dell'ora in cui vengono avviati i carichi

Di seguito viene illustrata la procedura di estrazione utilizzando il profilo del PUN. Nelle figure, sono rappresentati i campioni dei carichi estratti per il dispacciamento, selezionati tramite una funzione di massa di probabilità avente la forma del profilo del PUN. Come è evidente, i campioni estratti si addensano maggiormente in prossimità del picco e dei maggiori valori della funzione di massa di probabilità.



**Figura I.23 – Sopra: funzione di massa di probabilità per il reinserimento dei carichi
Sotto: Campioni dei carichi estratti per il dispacciamento**

Nelle figure seguenti sono riportati i profili di carico ottenuti a seguito dello spostamento dei carichi.



**Figura I.24 – In alto: profilo del PUN.
In basso - In Nero: profilo originale del carico
In Blu: Carico totale estratto
In Magenta:Carico totale dispacciato
In Rosso: nuovo profilo del carico dopo il dispacciamento**

Il codice della procedura di ottimizzazione è riportato in appendice A.

I. 3 Conclusioni

In questa prima parte del rapporto, 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 non controllabili, infatti, occorre introdurre un elemento di aleatorietà che si riferisce alla modellazione del comportamento umano più probabile, per le unità di accumulo di tipo elettrochimico dell'energia e per i carichi differibili si potrà procedere alla definizione di adeguate strategie di gestione ottimizzata. Dovendo i modelli rappresentati implementare un comportamento ottimizzato si è identificata una strategia efficiente che fosse in grado a partire da informazioni su previsioni di producibilità delle fonti rinnovabili e di assorbimento dei carichi, di identificare l'assetto di funzionamento ottimizzato delle risorse dedicate all'accumulo ed i carichi differibili.

La seconda parte del rapporto descrive la implementazione delle funzionalità aggiuntive che caratterizzano i singoli componenti del distretto energetico nel suo layer elettrico ed alcune simulazioni che mettono in evidenza il conseguimento degli obiettivi prefissati.

II.1. Architettura del software di simulazione integrata del distretto energetico

Per consentire l'integrazione dei modelli termico ed elettrico del sistema di gestione energetica oggetto dell'attività di ricerca, è stato sviluppato uno strumento di definizione del modello stesso. Tale sistema consente di istanziare, gestire ed archiviare in modo coerente e funzionale tutte le entità facenti parte degli scenari oggetto della simulazione.

In particolare la necessità principale è quella di poter definire il *layout* della rete che si intende simulare. A questo scopo è necessario definire un modello di astrazione grafica che faciliti l'utente nell'immissione dei dati, consentendo al tempo stesso di avere una visione di insieme della rete semplice ed immediata.

II.1.1. L'interfaccia

Il sistema posto in essere funge da *front-end* per l'utente per la creazione di tutte le strutture dati e la parametrizzazione dei componenti necessari all'esecuzione della simulazione del modello energetico disponibile. Essendo il simulatore realizzato in ambiente *Simulink* di *Matlab*, strumento che poco si presta alla realizzazione di interfacce grafiche efficaci e funzionali, è stato necessario realizzare la componente *software* di interfaccia in un ambiente di sviluppo differente, il quale producesse in output dei file di configurazione nel formato richiesto da *Matlab* per inizializzare il modello *Simulink*.

In [Figura II.1](#) viene visualizzata la sequenza delle operazioni all'interno del quale si inserisce il componente software di interfaccia realizzato

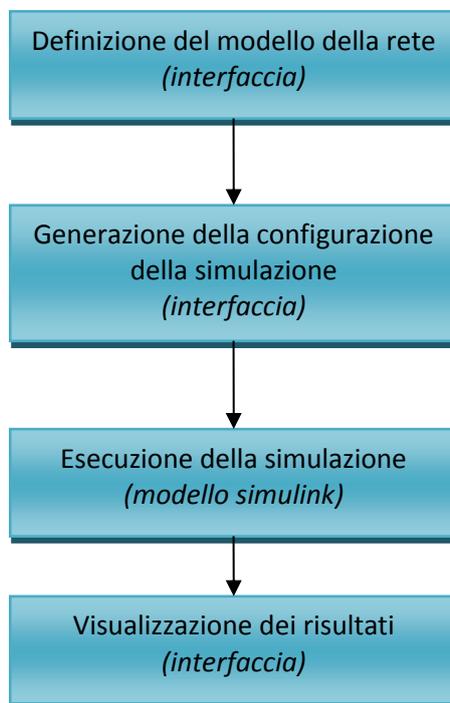


Figura II.1 - Sequenza delle operazioni svolte dal sistema complessivo

La scelta dell'ambiente di sviluppo è stata operata verso Java. Tale preferenza è stata adottata per i seguenti motivi:

- **Interoperabilità cross-platform:** i *software* realizzati col linguaggio Java possono essere eseguiti su qualunque macchina senza necessità di ricompilazione, a prescindere dal sistema operativo

esistente su essa, posto che l'ambiente di esecuzione Java (*Virtual Machine*) sia correttamente installato e configurato.

- **Semplicità di programmazione visuale:** le librerie e le API (*Application Programming Interfaces*) messe a disposizione dall'ambiente sviluppo Java, rendono semplice ed agevole la realizzazione di interfacce grafiche fruibili dall'utente.
- **Compatibilità con Matlab:** l'ambiente Java è nativamente compatibile con la piattaforma *Matlab*, essendo lo stesso *Matlab* realizzato esso stesso in Java. Ciò garantisce il miglior grado di interoperabilità fra il software di interfaccia e quello di esecuzione del modello.

Lo strumento di sviluppo adottato per la realizzazione del software è l'IDE (*Integrated Developer Environment*) NetBeans 7.1.2, il quale fornisce un ambiente specifico per la creazione di interfacce grafiche. Da un punto di vista funzionale, il sottosistema di interfaccia può essere assimilato ad un sistema *CAD-like* per la caratterizzazione della topologia delle varie componenti della rete di un distretto energetico. Ciascun elemento inserito può essere parametrizzato assegnando dei valori alle grandezze principali che lo definiscono, le quali variano in funzione tipologia dell'elemento stesso.

Il modello può essere analizzato e descritto in base a due viste principali:

- **Il layer termico:** nel quale vengono definiti tutti gli elementi che hanno una o più componenti che entrano in gioco nella simulazione per quanto riguarda il comportamento del distretto energetico dal punto di vista termico.
- **Il layer elettrico:** nel quale vengono definiti tutti gli elementi che hanno una o più componenti che entrano in gioco nella simulazione per quanto riguarda il comportamento del distretto energetico dal punto di vista elettrico.

Le due viste sono sostanzialmente differenti, presentano però delle sovrapposizioni parziali, in quanto alcuni elementi possono avere sia una caratterizzazione sia termica che elettrica. Tale sovrapposizione non è peraltro generalmente esistente quando si va a considerare le interconnessioni fra i vari elementi, che possono presentare un layout termico (rete di distribuzione termica) totalmente diverso da quello elettrico (rete di distribuzione elettrica).

La finestra principale dell'interfaccia è quella visualizzata in

Figura II.2. Di seguito vengono descritte le varie parti:

- Area di lavoro principale, in quest'area l'utente realizza il diagramma del *layout* corrente, cioè termico o elettrico.
- Casella di selezione del *layout*. Tramite questo controllo l'utente può cambiare la vista corrente, selezionando il *layout* termico o quello elettrico.
- Casella di log. In questo riquadro vengono elencate tutte le operazioni svolte all'interno dell'interfaccia, per verificare l'andamento a buon fine delle operazioni, gli errori e gli avvisi.
- Barra degli strumenti. In questa parte dell'interfaccia vengono mostrati i bottoni per inserire gli elementi nei *layout*. Il numero ed il tipo di bottoni varia a seconda della vista selezionata, termica o elettrica.
- Elenco degli elementi. In questo riquadro vengono riassunti sotto forma di elenco tutti gli elementi istanziati nel modello corrente.
- Riquadro delle proprietà. In questo riquadro vengono mostrati tutti gli attributi degli elementi selezionati. È inoltre possibile agire su quelli modificabili dall'utente.

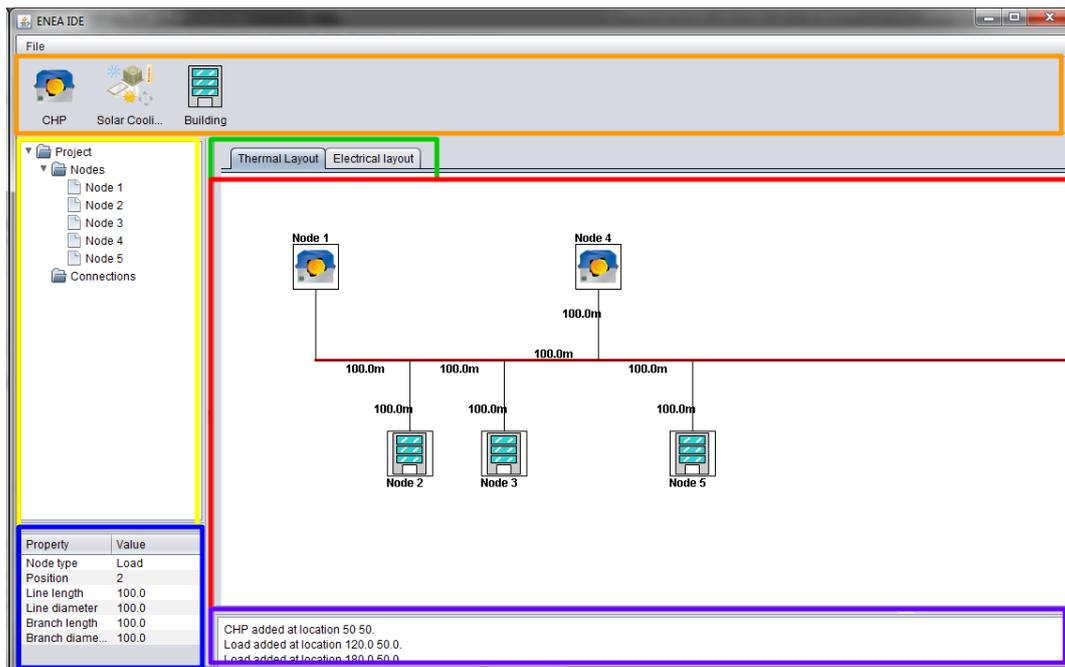


Figura II.2 - Finestra principale del sistema di interfaccia.

Nei prossimi paragrafi vengono definiti in dettaglio le specifiche e le funzionalità disponibili in ciascun *layer*.

II.1.1.1. Il layer termico

Come già esposto in precedenza, il *layer* termico è la vista del modello in cui vengono definiti tutti gli elementi aventi una componente termica all'interno del distretto energetico.

La topologia degli elementi che possono essere rappresentati è realizzata mediante una dorsale unica, avente diramazioni terminate da nodi della rete termica. Tale struttura può avere uno o più nodi di generazione ed n nodi di carico. Un esempio di *layout* termico viene visualizzato in Figura II.3.

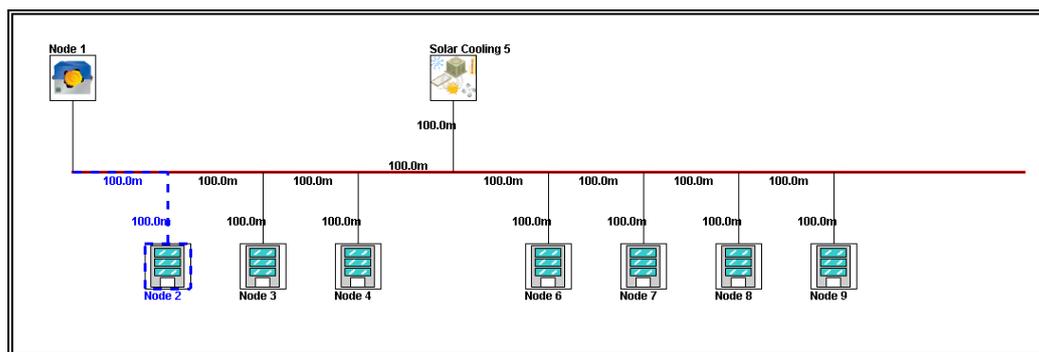


Figura II.3 - Esempio di layout termico rappresentato da una dorsale con 2 nodi di generazione e 7 nodi di carico

Per ciascun nodo presente nella rete, possono essere definiti (oltre ai parametri specifici dipendenti dal tipo di nodo), le misure relative a:

- Lunghezza della linea, cioè la distanza del punto di diramazione del nodo dal punto di diramazione del nodo precedente.
- Diametro della linea, il diametro della linea che collega il punto di diramazione del nodo con il punto di diramazione del nodo precedente.
- Lunghezza della diramazione, cioè la lunghezza del ramo che collega il nodo alla dorsale.
- Diametro della diramazione, ovvero il diametro del ramo che collega il nodo alla dorsale.

Sebbene non vi siano limitazioni intrinseche al numero di nodi che possono essere inseriti nel *layer* termico, per rispondere alle limitazioni correnti del modello *Simulink*, al momento è possibile inserire:

- 1 nodo di cogenerazione
- 0 o 1 nodi di *Solar Cooling*
- Da 0 a 10 nodi di carico.

II.1.1.2. Il layer elettrico

Alla stregua della parte termica, anche la parte elettrica può essere definita in termini di nodi e loro interconnessioni. La topologia adottata in questo caso non è la dorsale, bensì quella di grafo connesso aciclico, ovvero un albero¹. Questa struttura è rappresentata da un nodo di saldo che funge da radice, al quale vengono connessi altri nodi di generazione, di carico e di giunzione. Un esempio di topologia di rete elettrica è mostrata in **Figura II.4**. I nodi di generazione e di carico possono essere supportati da componenti ausiliari, quali pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo elettrico.

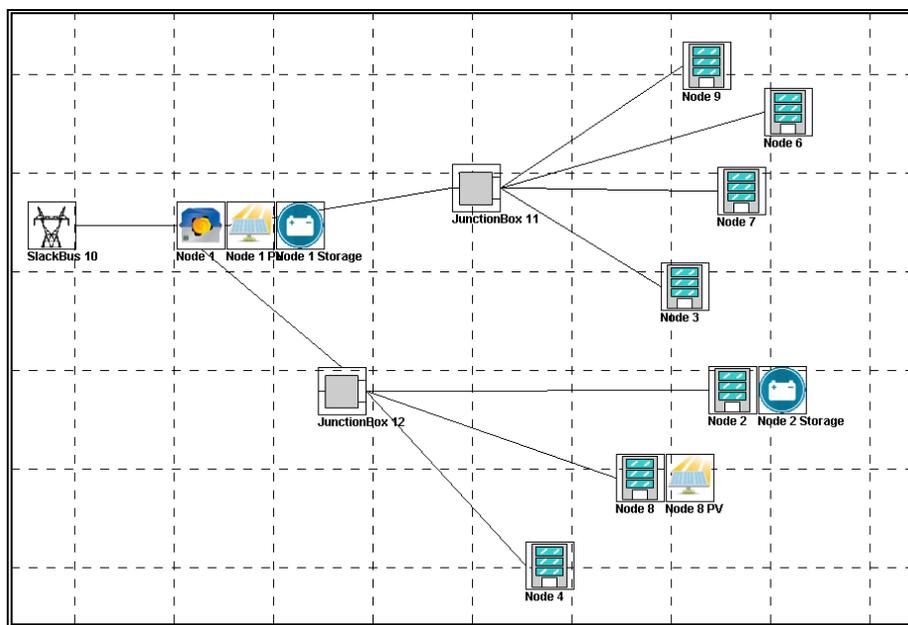


Figura II.4 - Esempio di topologia di rete elettrica con nodo di saldo, 2 nodi di generazione, 7 nodi di carico e 2 di giunzione. Nella topologia sono presenti anche dei componenti ausiliari quali pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo elettrico.

Oltre ai parametri specifici dipendenti dal tipo di nodo, possono essere definite per ciascun nodo le misure relative alla posizione x,y nello spazio, che non corrispondono tuttavia alle distanze che vengono visualizzate nel grafo, che ha la sola funzione di rappresentazione visuale.

Inoltre, per ciascun ramo di connessione, oltre al nodo di partenza e di arrivo del collegamento, possono essere definite le seguenti grandezze:

- Lunghezza del tratto, non corrispondente a ciò che viene visualizzato nel grafo
- Tipo di collegamento, (interrato o su pali)
- Sezione della linea in mm^2 .

II.1.1.3. Grandezze di interfaccia

Ogni elemento istanziabile sull'interfaccia dispone di un set di grandezze specifico che parametrizza il componente stesso ai fini della simulazione. I componenti principali aventi molti parametri dispongono di

¹ Il software di risoluzione del problema dei flussi di potenza in realtà può gestire anche topologie magliate che sono però rare in reti di distribuzione di bT di piccole dimensioni.

una sotto-interfaccia di configurazione che contiene sia i parametri termici che elettrici, come mostrato in Figura II.5². Per accedere a tali interfacce è sufficiente effettuare un doppio clic sull'elemento.

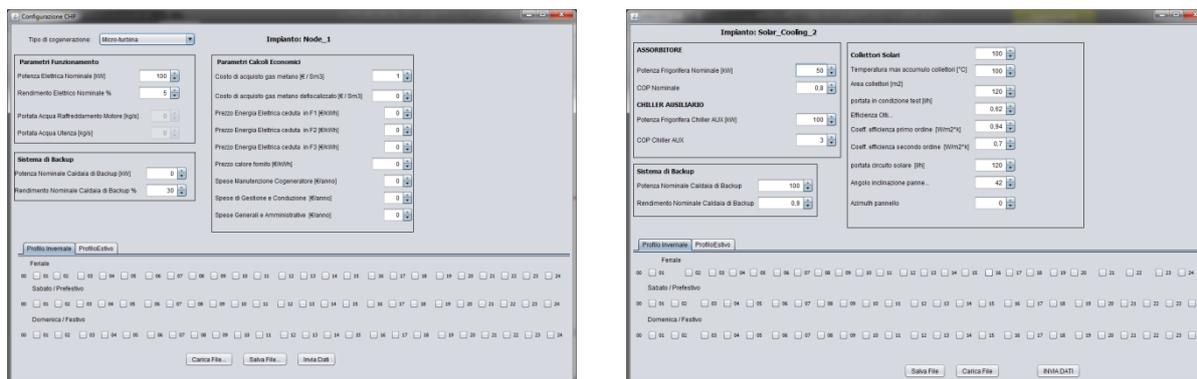


Figura II.5 – Interfacce di parametrizzazione degli elementi principali della Rete Termica/Elettrica (per una descrizione più dettagliata delle maschere per la rete termica si veda il report ENEA Rds/2013/118)

I parametri degli elementi secondari vengono invece visualizzati nel riquadro delle proprietà, al momento della selezione dell'elemento tramite clic singolo e sono i seguenti:

Nodo di saldo:

- Tensione nominale

Nodo Edificio:

- Tensione nominale
- Tipo di edificio (residenziale domestico o alberghiero, ospedaliero, terziario commerciale o uffici)
- Picco di potenza [kW]
- Estensione in m²
- Diagramma di carico normalizzato

Nodo Cogeneratore

- Tensione nominale
- Potenza nominale
- Diagramma di producibilità (acquisito dal sottosistema termico)

Nodo Fotovoltaico

- Tensione nominale
- Potenza generata
- Fattore di potenza ($\cos\varphi$)

Nodo accumulo

- Dimensione dell'accumulo
- Tipologia di ottimizzazione (libera o con dispacciamento dei carichi)

Trasformatore

- Potenza nominale
- Vcc%
- Pcc
- V_{1n}

² I dettagli sullo sviluppo delle singole interfacce dei componenti termici sono descritti nel Report di ENEA.

- V_{2n}

Linea

- Tensione nominale
- Tipo di linea (cavo o aerea)
- Lunghezza
- Sezione

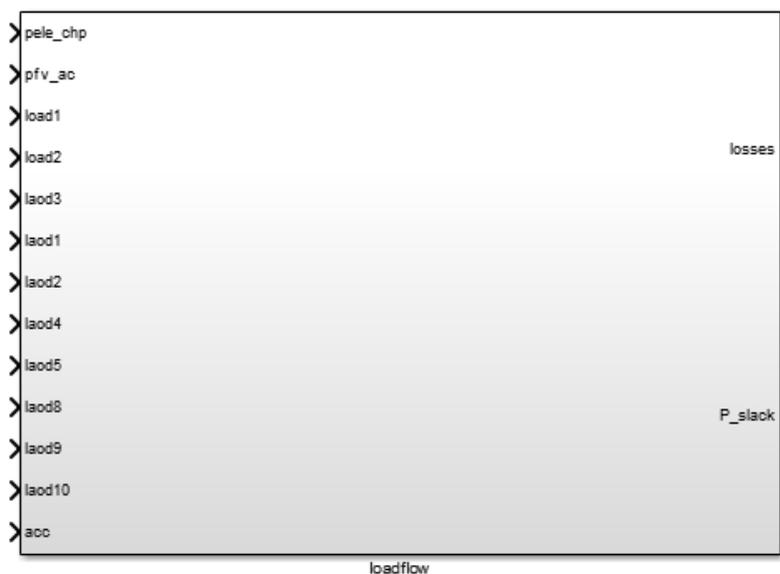
II.1.1.4. Esportazione dei file di configurazione per il modello Simulink

Il modello generato mediante l'uso del sistema di interfaccia funge da *front end* alla simulazione realizzata in *Simulink*. Pertanto, oltre alle funzionalità di archiviazione dei modelli (salvataggio, caricamento), il sistema dispone di una funzionalità di esportazione del modello nel formato script di *Matlab*, al fine di creare un file di configurazione nel formato esatto utilizzato dal modello *Simulink*, dal quale lo stesso reperisce le strutture dati ed i parametri di input per effettuare la simulazione. Questo passo rappresenta la seconda attività del diagramma rappresentato in Figura II.1. Pertanto, al momento dell'esportazione, il software di interfaccia passerà in rassegna tutti i componenti presenti nella rete progettata, e creerà dei file Matlab (.m) contenenti le informazioni che verranno successivamente consumate dal modello simulink.

Integrazione nel modello Simulink

Al fine di integrare il sottosistema elettrico nell'ambito della piattaforma integrata per la simulazione delle reti elettriche e termiche, è stato realizzato un blocco Simulink per l'esecuzione dell'intero loadflow della rete elettrica partendo dal carico elettrico orario delle 10 utenze presenti all'interno della piattaforma simulink e dei due generatori elettrici attualmente implementati (cogeneratore e campo fotovoltaico).

In particolare il blocco loadflow è demandato di ricevere in ingresso i carichi e la produzione elettrica e lo stato dell'accumulo, e, tramite il modello di risoluzione numerica presente al suo interno, calcolare i flussi energetici all'interno della rete. Ai fini del suo utilizzo viene descritta la sua interfaccia in termini di connessioni di input/output.



- **Pele_chp**: Potenza prodotta dal cogeneratore
- **Pfv_ac**: Potenza prodotta dal fotovoltaico
- **Load1 .. Load10**: Carico (previsti fino ad un massimo di 10 carichi)
- **Acc**: Potenza erogata o assorbita dall'accumulo

Va inoltre precisato che in questo stadio non è necessario sapere nulla della composizione topologica della rete, in quanto queste informazioni sono contenute in un file di configurazione generato dall'interfaccia, e richiamato internamente in automatico dal blocco Simulink.

II.2. Scenari simulati

II.2.1. Il sistema studiato

La rete utilizzata per i test svolti utilizzando la nuova piattaforma integrata è riportata in figura II.6.

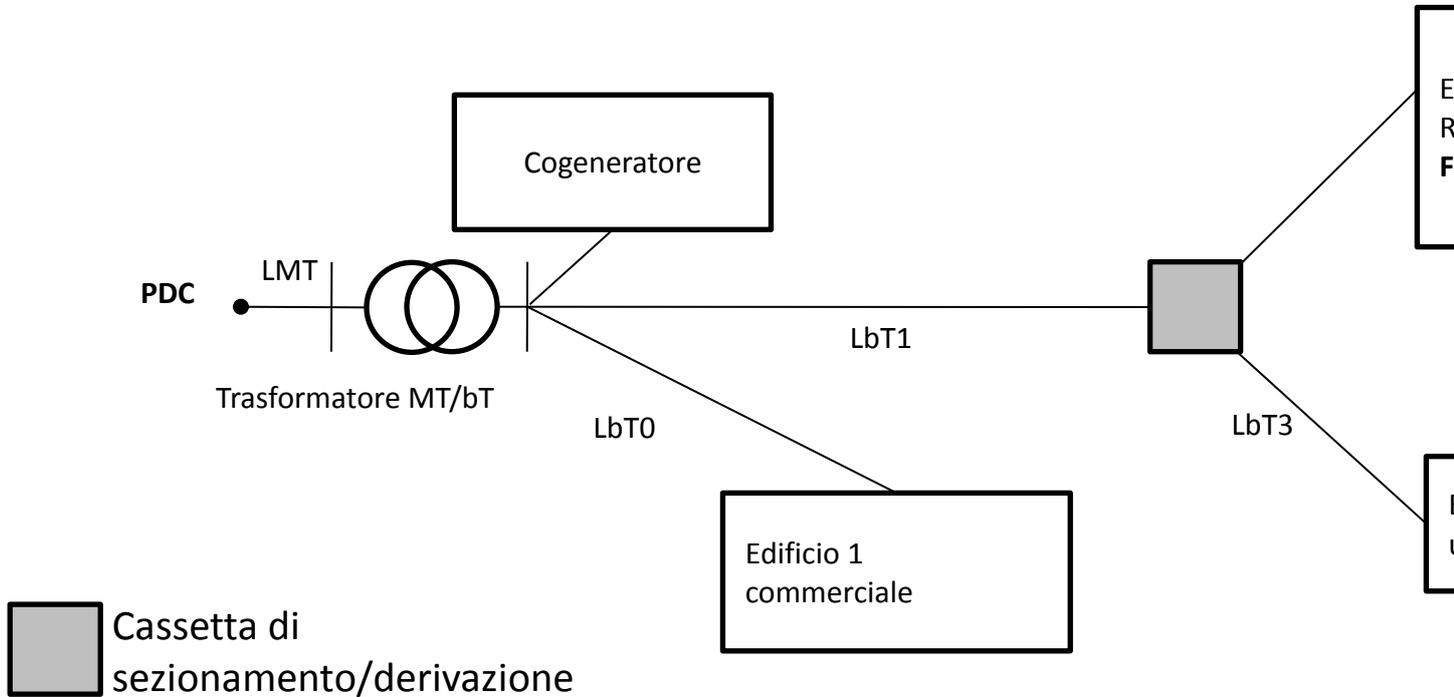


Figura II.6 – Distretto energetico, oggetto della applicazione

Le caratteristiche dei carichi sono riportate di seguito:

L'edificio 1 presenta una potenza nominale di 70,34 kW;

L'edificio 2 presenta una potenza nominale di 20 kW;

L'edificio 3 presenta una potenza nominale di 50 kW.

Le linee sono state dimensionate in assenza di contributi da GD come segue:

Tabella II.1 – parametri della rete test

Tratto	Lunghezza, L [m]	Sezione, S [mm ²]	Resistenza, R [Ω/km]	Reattanza, X [Ω/km]
L _{bt0}	100	70	0,269	0,0751
L _{bt1}	100	50	0,389	0,0779
L _{bt2}	100	10	1,83	0,0861
L _{bt3}	50	35	0,527	0,0783

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

An = 250 kVA

V_{cc}% = 6%

V_{1n} = 20 kV

V_{2n} = 0,4 kV

P_{cc} = 3800 W

Da questi dati possono desumersi i parametri longitudinali del trasformatore:

$$R_t = 0,00978 \Omega$$

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

La taglia dell'impianto fotovoltaico è variabile in relazione alla applicazione che viene svolta.

Nel caso in cui si faccia una applicazione legata alla operatività locale della batteria, la taglia è di 20kWp e la ubicazione della batteria e dell'impianto FV è presso l'edificio 2.

In questo caso, il sistema di accumulo viene dimensionato cercando per quanto possibile di assorbire il surplus di potenza prodotto dall'impianto FV durante le ore di basso carico. Si veda l'area rosa nella figura II.7 che è pari a 127 kWh. Il dimensionamento viene eseguito immaginando un 20% in più rispetto alla taglia calcolata come descritto. Quindi la taglia del sistema di accumulo in questo caso è pari a: **150 kWh**.

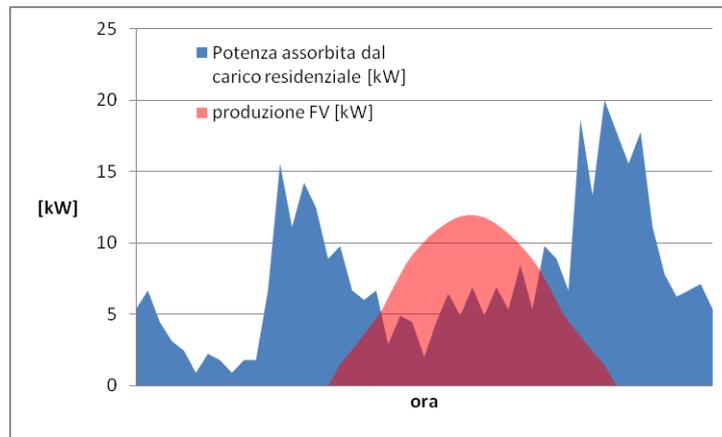


Figura II.7 – Dimensionamento del sistema di accumulo a servizio del carico residenziale

Nel caso in cui si considera che l'impianto FV sia a servizio dell'intero distretto, la sua taglia viene assunta pari a 200kWp. In questo caso, tanto il sistema di accumulo quanto l'impianto FV sono collocati in prossimità della cabina MT/bT.

Applicando il metodo descritto al sistema descritto in [II.1] all'aggregato di carichi della rete descritto sopra, oggetto della applicazione portata avanti in questo report, si ricava che la dimensione minima del sistema di accumulo è 355.57 kWh. Allo stesso modo, considerando un incremento del 20% rispetto alla taglia calcolata, la dimensione del sistema di accumulo è pari a : **450 kWh**.

Il sistema di accumulo è interfacciato alla rete in bT attraverso un convertitore che può modulare la potenza in uscita agendo sulla corrente (VSI).

Si ritiene per semplicità che il fattore di carico della potenza iniettata dal sistema di accumulo sia pari a 1.

In tutti gli scenari simulati, l'andamento dei diagrammi di carico è stato già mostrato nel report [I.22] e a meno della potenza nominale delle utilizzazioni, gli andamenti sono quelli ivi rappresentati.

II.2.2. Controllo decentralizzato

II.2.2.1. Scenario A: Proprietari distinti

Nello scenario A viene simulato il comportamento della rete in presenza di cogeneratore ad inseguimento termico e controllo locale della batteria. In questo scenario, si immagina che il proprietario dell'edificio 2, con destinazione d'uso residenziale, abbia un sistema di gestione dell'energia che controlla il sistema di accumulo in relazione alla prevista producibilità dell'impianto fotovoltaico e alla prevista richiesta da parte del carico. L'algoritmo di controllo è descritto nella prima parte del rapporto.

A1- Si immagina quindi che il cogeneratore centrale sia spento perché ciascuno degli edifici è dotato di generatore termico. In questo caso, il carico è in evoluzione libera e non è soggetto ad una tariffazione che

possa alterare i suoi consumi. Il sistema di accumulo è controllato localmente con una strategia di ottimizzazione tecnico-economica. Si immagina infatti che in relazione al conseguimento degli obiettivi di tipo tecnico, il distributore possa corrispondere al privato un beneficio economico ulteriore. Nella tabella II.2, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Nei grafici che seguono sull'asse delle ascisse è riportato il numero d'ordine dell'intervallo di tempo elementare (e.t.i.).

Tabella II.2 Scenario A1

Scenario	Perdite [MWh]	Max c.d.t. [p.u.]	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Edificio 2
A1	0.79865	0.006457	720.63
A1 s. acc	0.759259	0.003844	1009.51

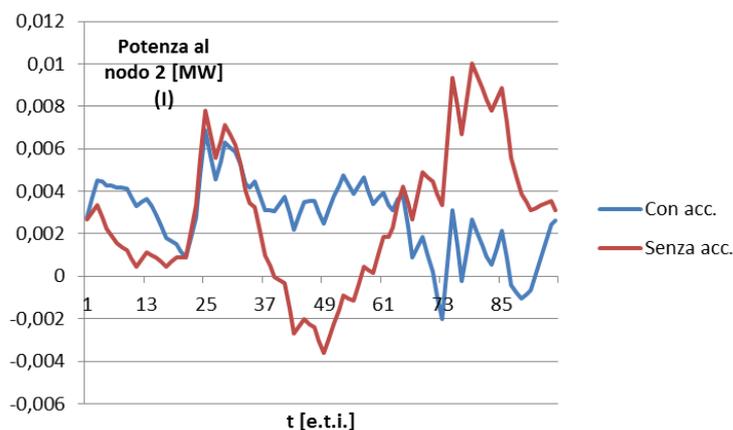


Figura II.8 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale in presenza ed in assenza del sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (I) (A1).

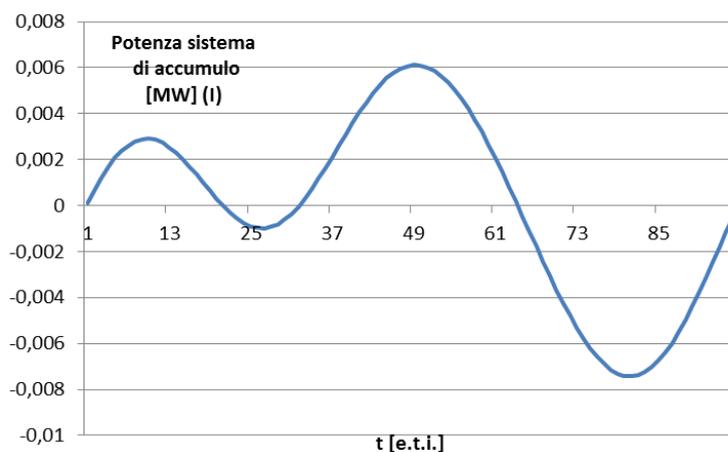


Figura II.9 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (A1).

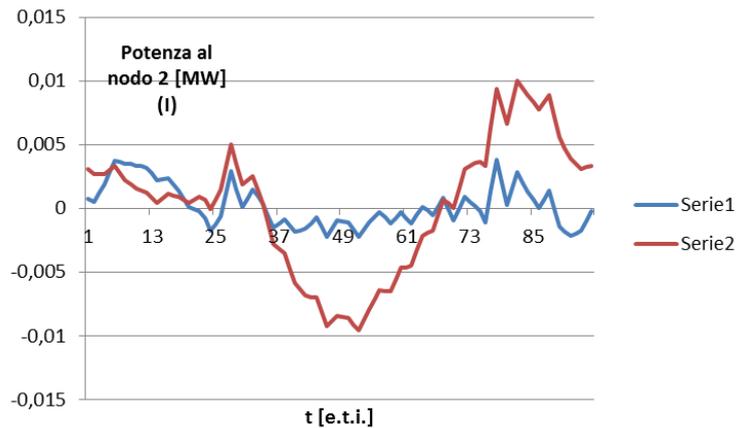


Figura II.10 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale dotato di sistema di accumulo e impianto fotovoltaico nelle 24 ore in una giornata estiva (A1).

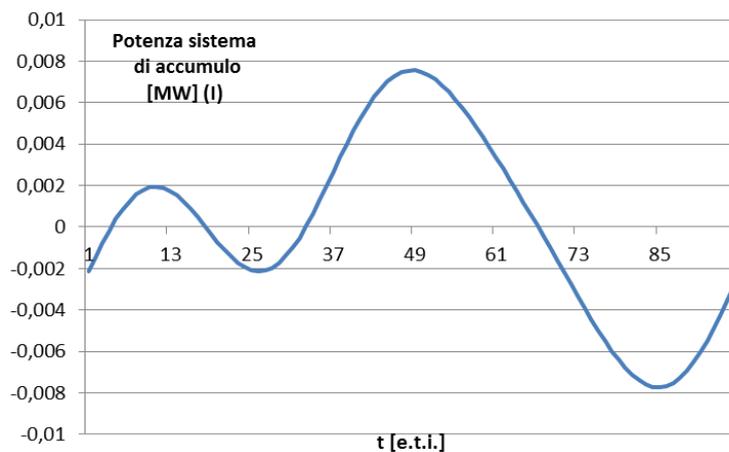


Figura II.11 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata estiva (A1).

Gli andamenti in figura II.8 e II.10 mostrano l'effetto del sistema di accumulo nel contenimento del picco del carico. Si osserva come l'effetto della presenza dell'impianto fotovoltaico venga gestito in maniera ottimizzata attraverso il sistema di accumulo.

Si osserva una tendenza che viene mantenuta in tutte le successive simulazioni e che era già stata osservata nella scorsa annualità: la presenza di un sistema di accumulo gestito secondo criteri tecnico-economici determina sulla rete un carico aggiuntivo e quindi un incremento delle perdite per effetto Joule.

Come si osserva dalla tabella II.2, la gestione del sistema di accumulo con il criterio descritto in I.2.1.1.D fornisce un comportamento ottimizzato oltre che dal punto di vista tecnico anche dal punto di vista economico, abbattendo il costo di approvvigionamento energetico.

A2 - Si immagina che il cogeneratore centrale sia acceso e che i generatori termici locali siano tutti spenti. In questo caso, il carico è in evoluzione libera e non è soggetto ad una tariffazione che possa alterare i suoi consumi. Il sistema di accumulo è controllato localmente con una strategia di ottimizzazione tecnico-economica. Nella tabella II.3, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Tabella II.3 Scenario A2

Scenario	Perdite [MWh]	Max cdt p.u.	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Edificio 2
A2	1,1	0,0049	720,63
A2 s. acc	1,06	0,0036	1009,51

In questo caso, i grafici sono identici al caso precedente perché il comportamento della batteria è condizionato dai consumi dell'edificio 2 che non si sono modificati. Cambiano solo le perdite perché il cogeneratore centrale essendo sempre acceso produce delle perdite aggiuntive attraverso il trasformatore per 'reverse flow' in diversi periodi dell'anno.

II.2.3. Controllo centralizzato

II.2.3.1. Scenario B: Proprietario unico

Nello scenario B viene simulato il comportamento della rete in presenza di cogeneratore ad inseguimento termico e controllo centralizzato della batteria. In questo caso vi è un unico proprietario del distretto che possa anche agire sui carichi trasferibili dentro gli edifici. Si immagina che questi siano collocati tutti presso l'edificio 2, avendo questo una destinazione d'uso residenziale. I carichi trasferibili sono in tutto 14 suddivisi in 7 unità immobiliari.

B1: Si immagina che il cogeneratore centrale sia spento perché ciascuno degli edifici è dotato di generatore termico. Il sistema di accumulo è controllato in modo centralizzato con una strategia di ottimizzazione tecnico-economica. In questo caso, **il carico è in evoluzione libera** e non è soggetto ad una tariffazione che possa alterare i suoi consumi, ma alcuni carichi sono trasferibili in ragione di logiche di controllo centralizzato.

Nella tabella II.4, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Tabella II.4 Scenario B1

Scenario	Perdite [MWh]	Max cdt p.u.	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Intera rete
B1	0,641411	0,003735	25268,86
B1 s. acc	0,687382	0,003741	25398,47

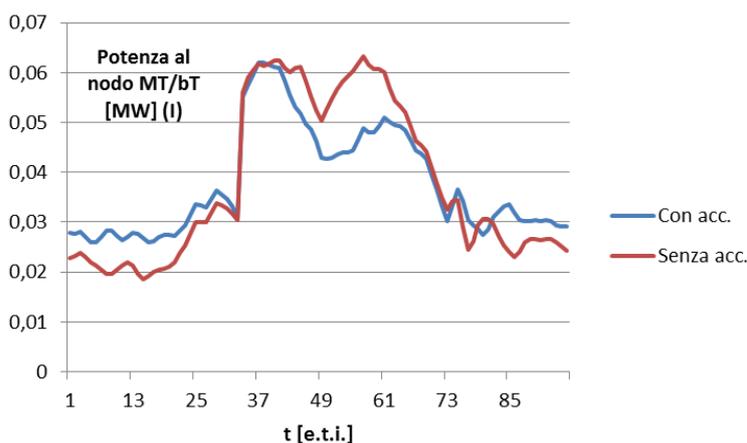


Figura II.12 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale in presenza ed in assenza del sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (I) (B1).

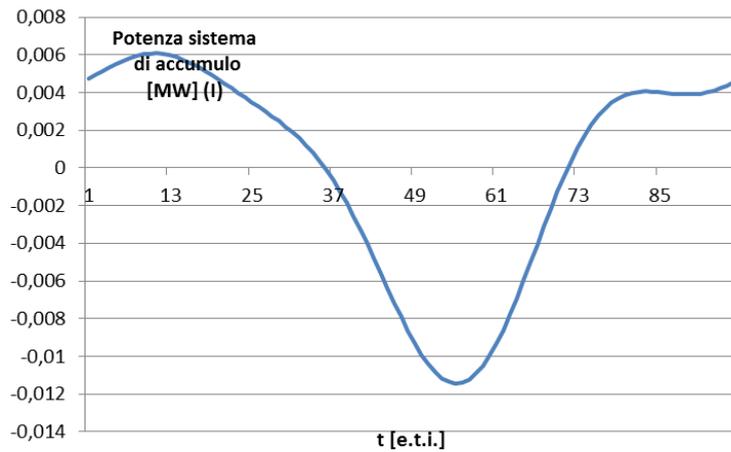


Figura II.13 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (B1).

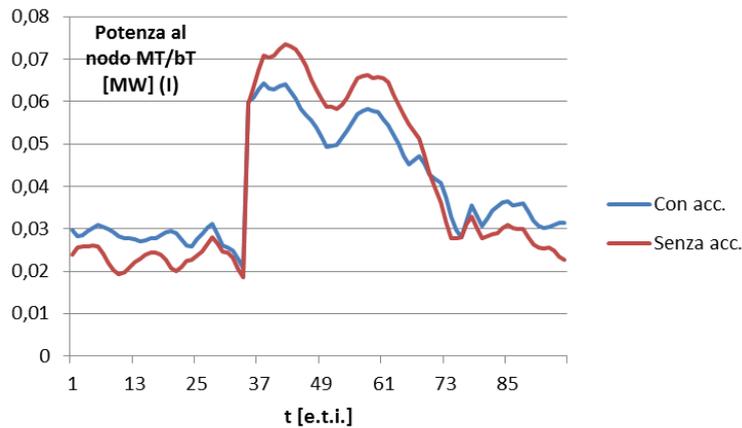


Figura II.14 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale dotato di sistema di accumulo e impianto fotovoltaico nelle 24 ore in una giornata estiva (B1).

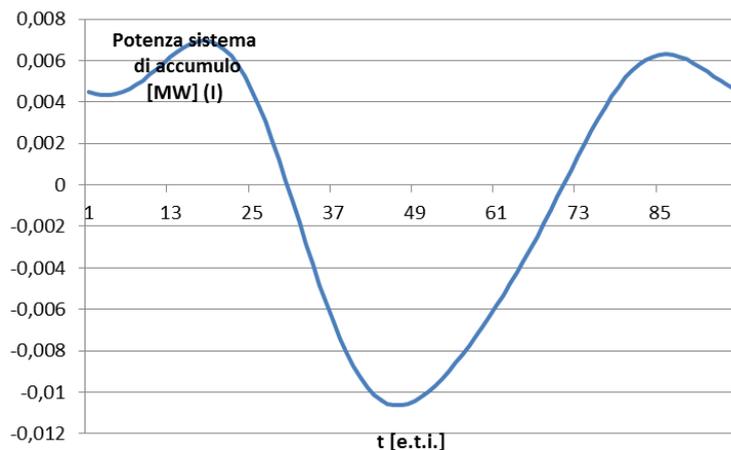


Figura II.15 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata estiva (B1).

Gli andamenti in figura II.12 e II.14 mostrano quanto l'effetto del sistema di accumulo nel contenimento del picco del carico sia più limitato rispetto al caso precedente. Il dimensionamento del sistema di accumulo infatti non consente di ottenere risultati migliori. Inoltre, nella giornata invernale tipo riportata in figura II.14, nella fascia oraria nella quale si ha il primo picco di carico il prezzo dell'energia risultava particolarmente conveniente, dando così luogo ad un più limitato effetto della presenza del sistema di

accumulo che in quell'intervallo non ha svolto la funzione di 'peak shaving'. In questo caso, il risparmio riportato in tabella II.4 in presenza di sistema di accumulo è più contenuto, in relazione alla scelta fatta per il dimensionamento del sistema di accumulo.

B2 - Si immagina che il cogeneratore centrale sia acceso e che i generatori termici locali siano tutti spenti. Il sistema di accumulo è controllato in modo centralizzato con una strategia di ottimizzazione tecnico-economica. In questo caso, **il carico è in evoluzione libera** e non è soggetto ad una tariffazione che possa alterare i suoi consumi, ma alcuni carichi sono trasferibili in ragione di logiche di controllo centralizzato. Nella tabella II.5, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Tabella II.5 Scenario B2

Scenario	Perdite [MWh]	Max cdt p.u.	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Nodo MT/bT
B2	1,013	0.0037	-1297.94
B2 s. acc	1,05367	0.003622	-1145.37

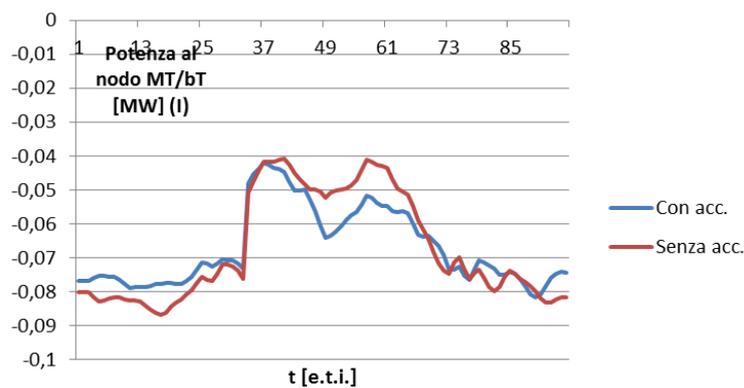


Figura II.16 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale in presenza ed in assenza del sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (I) (B2).

Gli andamenti in figura II.8 mostrano l'effetto del sistema di accumulo nel contenimento del picco del carico.

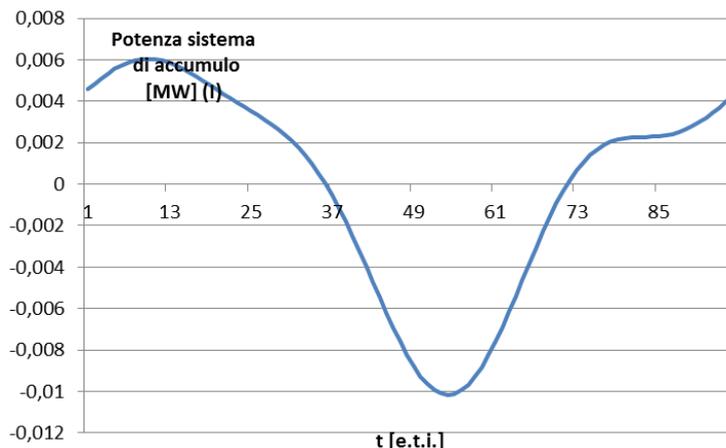


Figura II.17 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (B2).

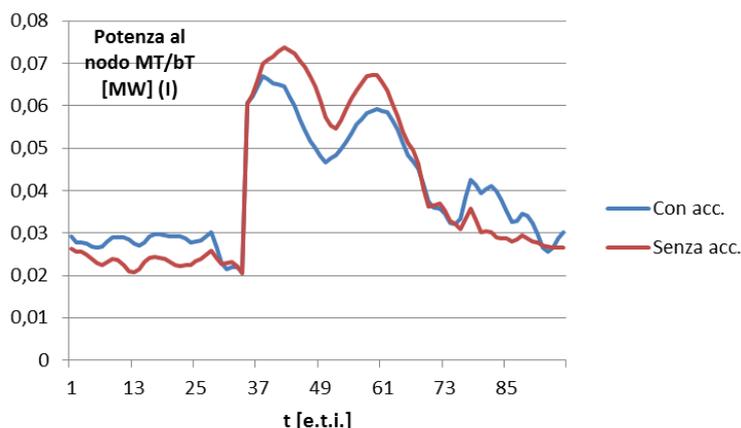


Figura II.18 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale dotato di sistema di accumulo e impianto fotovoltaico nelle 24 ore in una giornata estiva (B2).

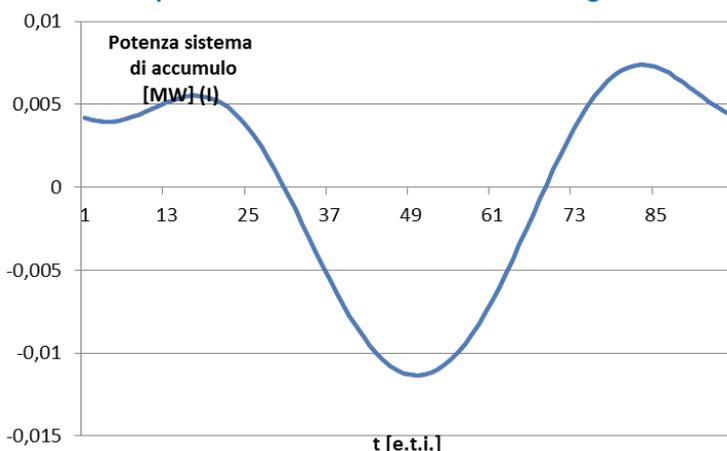


Figura II.19 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata estiva (B2).

In questo caso, si osserva un maggiore beneficio economico in presenza di sistema di accumulo, mentre sull'effetto di peak shaving si rimanda i commenti già fatti per lo scenario B1.

II.2.3.2. Scenario C: Proprietari distinti

Nello scenario C viene Simulato il comportamento della rete in presenza di cogeneratore ad inseguimento termico e controllo centralizzato della batteria. In questo caso vi è un unico proprietario del distretto. Ma gli edifici sono gestiti da privati che hanno una tariffazione bioraria e possono agire secondo politiche di *demand response*.

C1: Si immagina che il cogeneratore centrale sia spento perché ciascuno degli edifici è dotato di generatore termico. In questo caso, il carico è in evoluzione libera non può essere espletata alcuna azione di controllo su di essi e non è soggetto ad una tariffazione che possa alterare i suoi consumi. Il sistema di accumulo invece è controllato in modo centralizzato.

Nella tabella II.6, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Tabella II.6 Scenario C1

Scenario	Perdite [MWh]	Max cdt p.u.	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Nodo MT/bT
C1	0,698087	0,004008	26351,23
C1 s. acc	0,759266	0,003844	26814,79

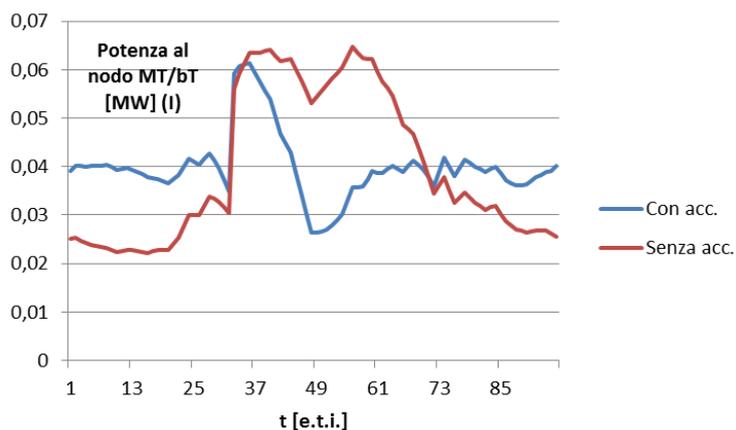


Figura II.20 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale in presenza ed in assenza del sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (I) (C1).

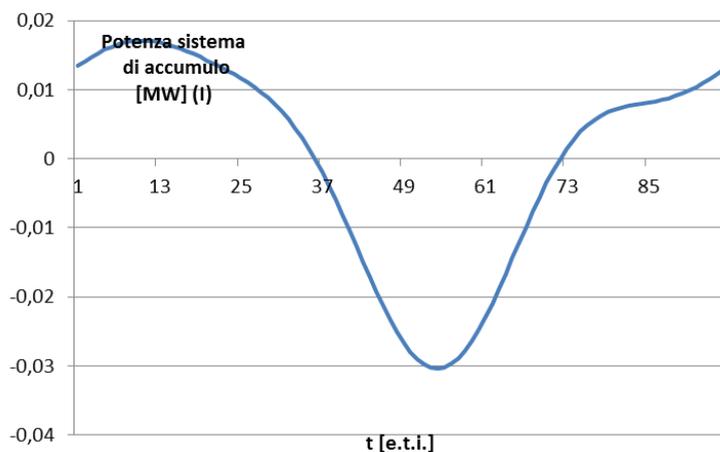


Figura II.21 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (C1).

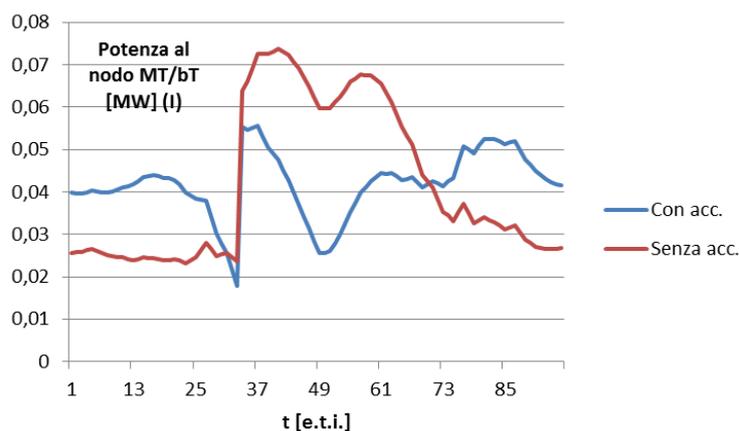


Figura II.22 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale dotato di sistema di accumulo e impianto fotovoltaico nelle 24 ore in una giornata estiva (C1).

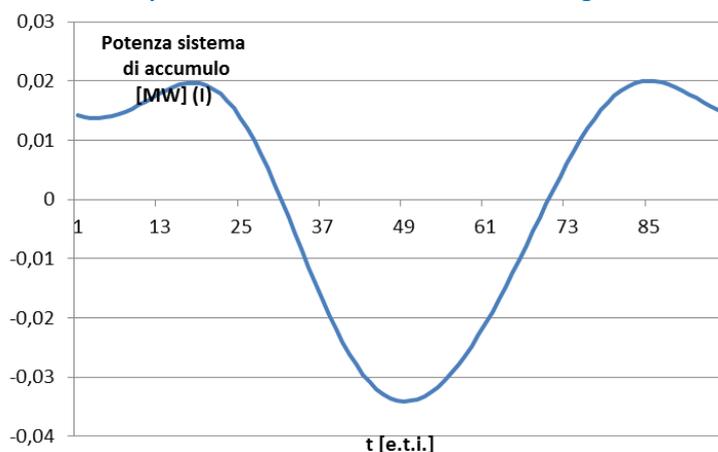


Figura II.23 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata estiva (C1).

Gli andamenti in figura II.20 e II.22 mostrano l'effetto del sistema di accumulo nel contenimento del picco del carico. Anche se, in relazione alla fascia oraria ed alla convenienza economica, il sistema di accumulo non espleta pienamente, come già visto, la sua azione di peak shaving nella fascia oraria durante la mattina.

C2: Si immagina che il cogeneratore centrale sia acceso e che i generatori termici locali siano tutti spenti. In questo caso, il carico è in evoluzione libera non può essere espletata alcuna azione di controllo su di essi e non è soggetto ad una tariffazione che possa alterare i suoi consumi. Il sistema di accumulo invece è controllato in modo centralizzato.

Nella tabella II.7, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Tabella II.7 Scenario C2

Scenario	Perdite [MWh]	Max cdt p.u.	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Nodo MT/bT
C2	1,020839	0,004005	-195.818
C2 s. acc	1,066623	0,003624	266,84

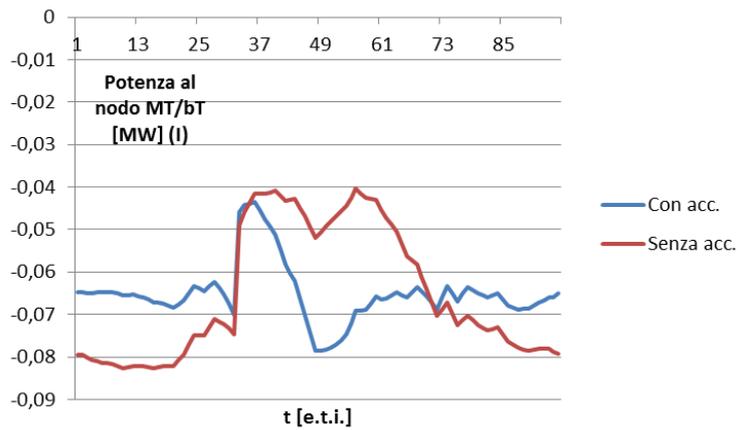


Figura II.24 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale in presenza ed in assenza del sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (I) (C2).

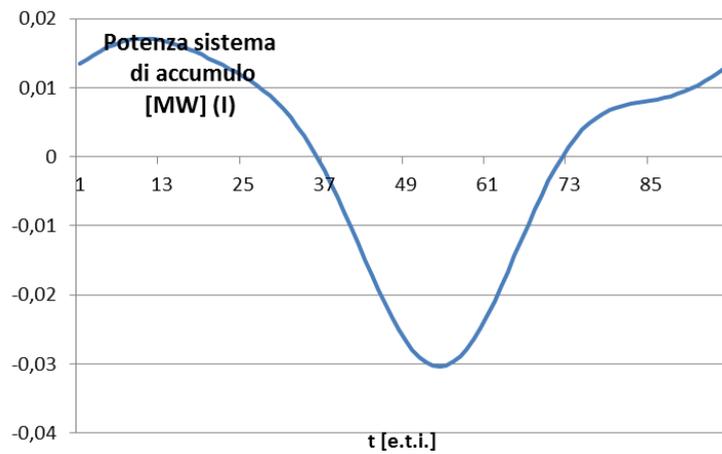


Figura II.25 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (C2).

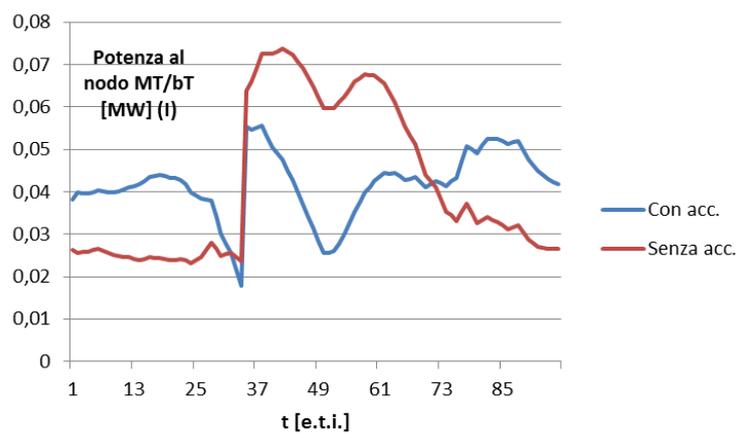


Figura II.26 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale dotato di sistema di accumulo e impianto fotovoltaico nelle 24 ore in una giornata estiva (C2).

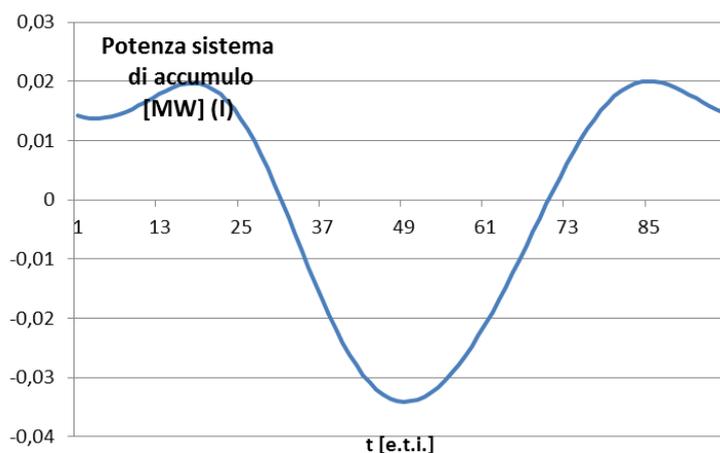


Figura II.27 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata estiva (C2).

C3: Si immagina che il cogeneratore centrale sia spento perché ciascuno degli edifici è dotato di generatore termico. In questo caso, il carico reagisce ad azioni di *demand response* essendo soggetto ad una tariffazione particolare che altera i suoi consumi, nel modo descritto nella prima parte del report [I.22]. Nella tabella II.8, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Tabella II.8 Scenario C3

Scenario	Perdite [MWh]	Max cdt p.u.	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Nodo MT/bT
C3	1,020839	0,004005	-195,818
C3 s. acc	0,674644	0,00366	25355,3

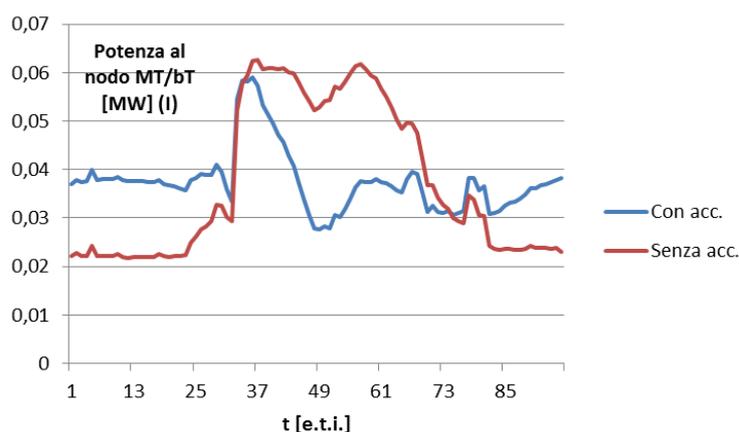


Figura II.28 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale in presenza ed in assenza del sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (I) (C3).

Gli andamenti in figura II.8 mostrano l'effetto del sistema di accumulo nel contenimento del picco del carico.

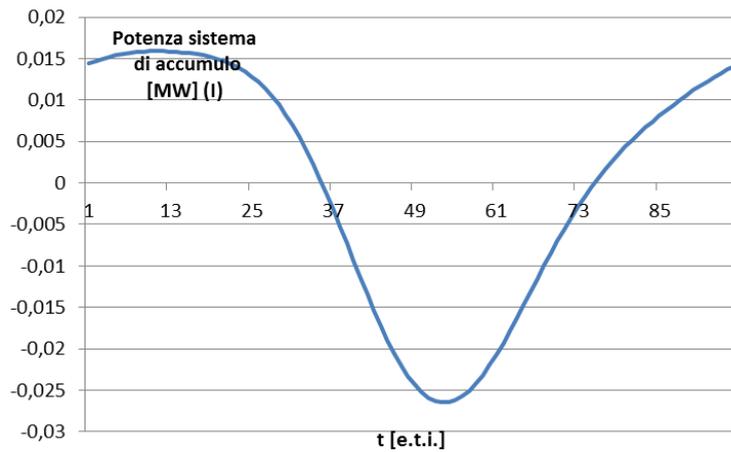


Figura II.29 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (C3).

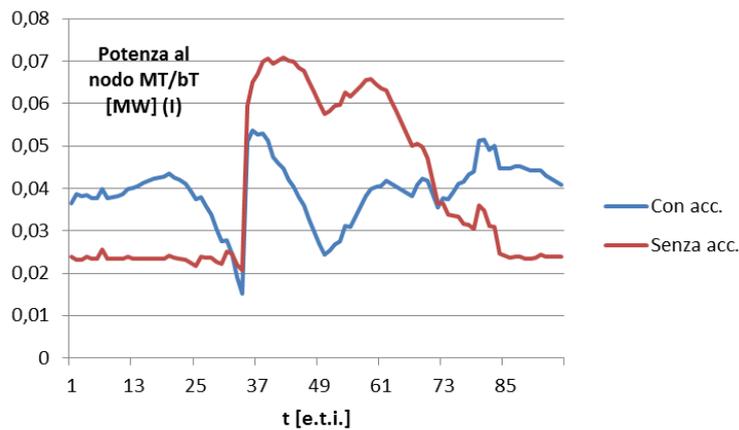


Figura II.30 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale dotato di sistema di accumulo e impianto fotovoltaico nelle 24 ore in una giornata estiva (C3).

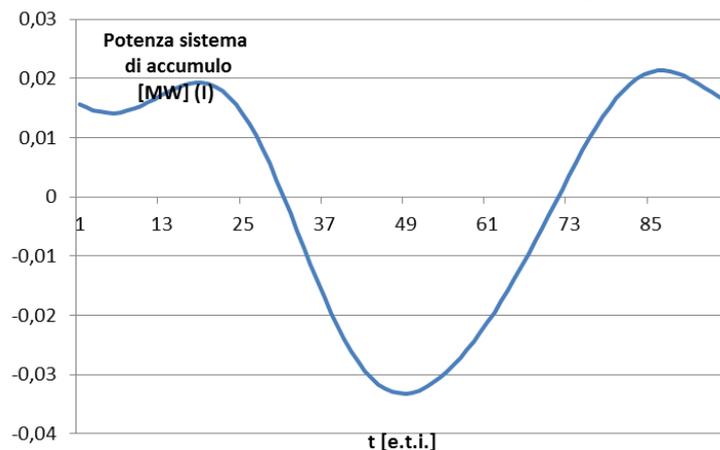


Figura II.31 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata estiva (C3).

C4 - Si immagina che il cogeneratore centrale sia acceso e che i generatori termici locali siano tutti spenti. In questo caso, il carico reagisce ad azioni di *demand response* essendo soggetto ad una tariffazione particolare che altera i suoi consumi, nel modo descritto nel report I.

Nella tabella II.9, sono riportati i risultati delle simulazioni annuali in termini di perdite per effetto joule, cadute di tensione e risparmio economico.

Tabella II.9 Scenario C4

Scenario	Perdite [MWh]	Max cdt p.u.	Costo (bilancio acquisto-vendita) [u.m.] Nodo MT/bT
C4	0,999	0,004019	-1668,08
C4 s. acc	1,048	0,00366	-1191,33

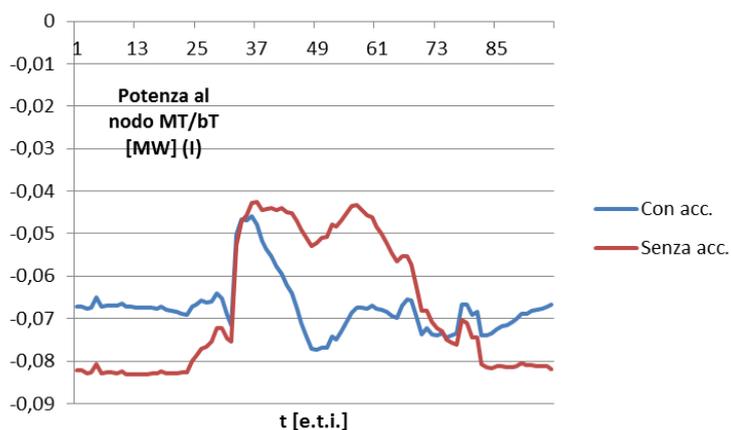


Figura II.32 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale in presenza ed in assenza del sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (I) (C4).

Gli andamenti in figura II.8 mostrano l'effetto del sistema di accumulo nel contenimento del picco del carico.

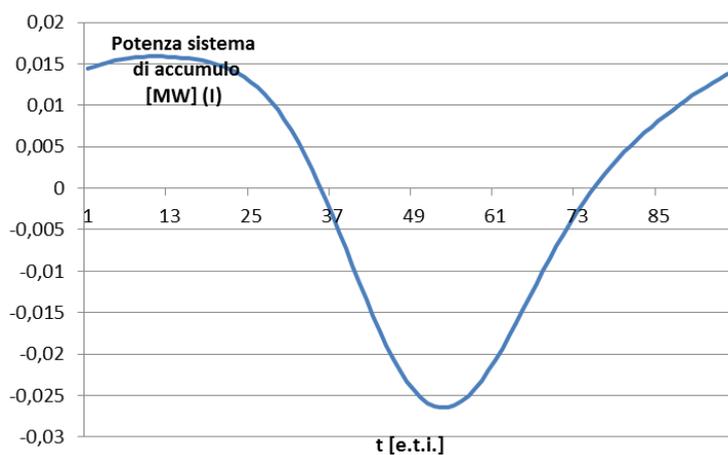


Figura II.33 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata invernale (C4).

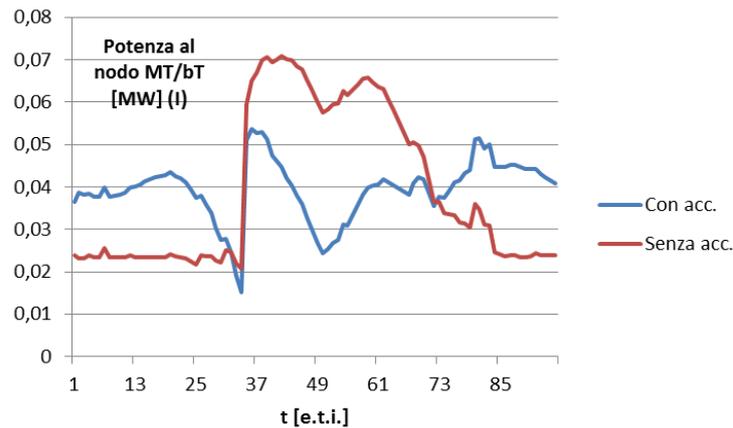


Figura II.34 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal nodo 2 in cui si trova l'edificio residenziale dotato di sistema di accumulo e impianto fotovoltaico nelle 24 ore in una giornata estiva (C4).

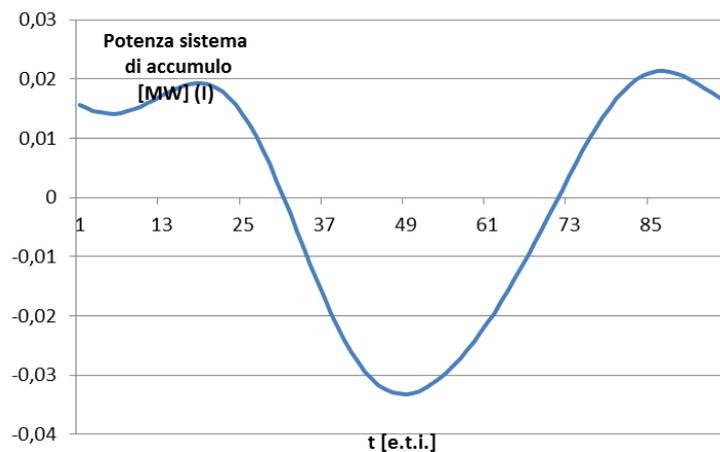


Figura II.35 Andamento della potenza in ingresso/uscita dal sistema di accumulo nelle 24 ore in una giornata estiva (C4).

In tabella II.10, è riportato il riassunto degli scenari elaborati.

Tabella II.10 – Riassunto Scenari

	COG centrale	Evoluz. Carico	Controllo accumulo	Batteria
A1	OFF	LIBERA	Locale	Al nodo 2 da 150 kWh
A2	ON	LIBERA	Locale	Al nodo 2 da 150 kWh
B1	OFF	LIBERA	Centralizzato con controllo carichi	Al nodo MT/bT da 450 kWh
B2	ON	LIBERA	Centralizzato con controllo carichi	Al nodo MT/bT da 450 kWh
C1	OFF	LIBERA	Centralizzato senza controllo carichi	Al nodo MT/bT da 450 kWh
C2	ON	LIBERA	Centralizzato senza controllo carichi	Al nodo MT/bT da 450 kWh
C3	OFF	DR	Centralizzato senza controllo carichi	Al nodo MT/bT da 450 kWh
C4	ON	DR	Centralizzato senza controllo carichi	Al nodo MT/bT da 450 kWh

Di seguito si riportano dei grafici che sviluppano un confronto di beneficio economico fra le strategie di gestione del carico adottate.

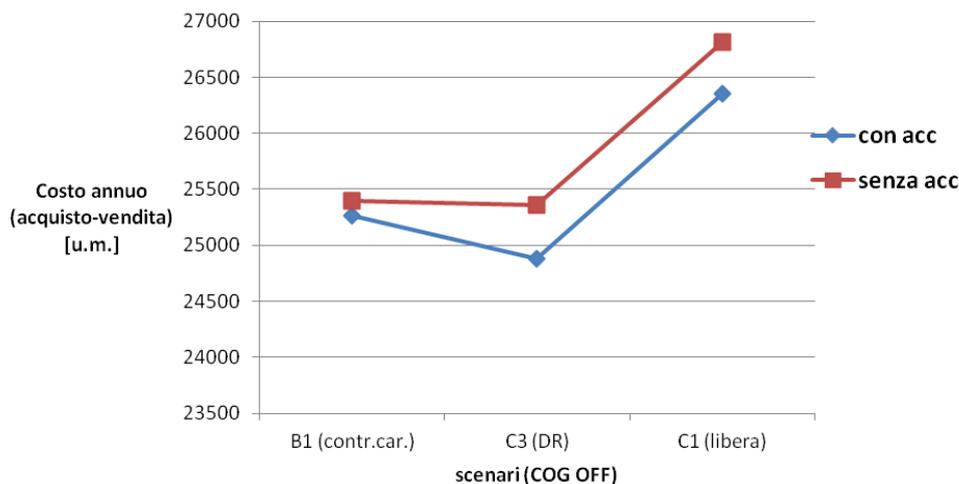


Figura II.36- Confronto fra i risultati economici della MG negli scenari con il COG centrale spento.

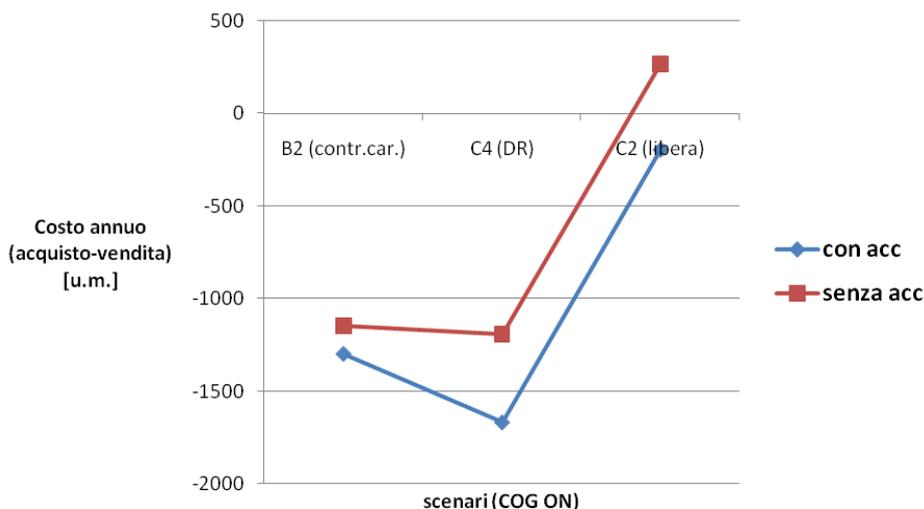


Figura II.37- Confronto fra i risultati economici della MG negli scenari con il COG centrale acceso.

Come si può osservare, i due grafici mostrano un andamento economicamente vantaggioso nel caso in cui sia presente un sistema di accumulo ed un sistema centralizzato per la gestione dei carichi trasferibili (B1 e B2). La strategia di Demand Response si manifesta in modo analogo vantaggiosa, perché il diagramma di carico viene anche in questo caso modificato in relazione al costo dell'energia per fasce orarie, ma in modo probabilistico. Le situazioni non sono in realtà pienamente confrontabili, perché il sistema di tariffazione dell'energia che guida il comportamento degli utenti è leggermente diverso nei casi C3 e C4, rispetto ai casi B1 e B2, nei quali il controllo dei carichi viene guidato dall'andamento del PUN nelle 24 ore successive, pertanto il beneficio economico ottenuto non è direttamente confrontabile. Tuttavia, poiché in generale l'andamento del PUN, utilizzato per guidare il controllo dei carichi nei casi B1 e B2, viene grossolanamente rappresentato dalla tariffa oraria selezionata (fascia bassa 20-8 e fascia alta 8-20), il risultato conseguito come si nota è confrontabile.

Come si può notare dalle figure II.36 e II.37, l'effetto della presenza di un sistema di accumulo controllato in modo dal punto di vista tecnico-economico amplifica in modo più marcato il beneficio economico ottenibile su un diagramma di carico modificato con una politica di demand response sia in assenza che in presenza di cogeneratore. Poiché la strategia di gestione dell'accumulo, in queste simulazioni, viene eseguita su un diagramma di carico modificato attraverso l'azione di controllo nei casi B1 e B2 ed attraverso la politica di DR scelta, come nei casi C3 e C4, l'effetto combinato delle due azioni può dare luogo ad un beneficio economico diverso in relazione alle fasce orarie nelle quali il PUN è superiore o inferiore al valore medio nelle 24 ore successive.

II.3 Conclusioni

In questa seconda parte del rapporto, si sono descritte le strategie di dispacciamento ottimizzato implementate nella interfaccia elettrica del simulatore del comportamento integrato delle reti elettrica e termica a servizio di un distretto energetico. Le simulazioni eseguite con i componenti implementati mostrano un sensibile miglioramento tanto dei benefici economici conseguibili quanto del comportamento del distretto dal punto di vista tecnico come richiesto dal distributore.

A. Appendice

A.1 Codice della procedura di ottimizzazione del sistema di accumulo

La gestione del sistema di accumulo ha alla base un algoritmo di fitting di funzioni utilizzando la versione non lineare dell'algoritmo dei minimi quadrati pesati. Tralasciando la descrizione formale del metodo, si riporta di seguito un estratto del codice Matlab che realizza la gestione ottimizzata dell'accumulo. Per il codice completo riferirsi al codice allegato.

```
function [fitresult, gof] = createFitWighted(x, y, w2, fit_type,varargin)
% x = coordinate x dei punti (istanti temporali distanziati di 15 minuti)
% y = coordinate y dei punti (carichi risultanti sommando il carico dell'edificio alla
produzione del fotovoltaico)
% w2 = vettore dei pesi generato come combinazione dell'ampiezza del profilo di carico in
relazione al PUN
%fit_type = tipo di fitting da realizzare (grado del polinomio di fourier utilizzato, 4 per l'uso
di carichi dispacciabili)
[xData, yData, weights] = prepareCurveData( x, y, w2 );

% Set up fittype and options.

opts = fitoptions('Weights',weights,'Method','NonlinearLeastSquares');
switch fit_type
    case 1
        [fitresult, gof] = fit( xData, yData, 'customFourier1( x,a1,b1)',opts);
    case 3
        [fitresult, gof] = fit( xData, yData, 'customFourier3( x,a1,b1,a2,b2,a3,b3)',opts);
    case 2
        [fitresult, gof] = fit( xData, yData, 'customFourier2( x,a1,b1,a2,b2)',opts);
    case 4 % delayable loads
        start = varargin{1};
        opts =
fitoptions('Weights',weights,'Method','NonlinearLeastSquares','Lower',zeros(1,20),'Upper',
25*ones(1,20),'StartPoint',[25*rand(1,6) start]);
        opts.Lower(1:6) = -inf;
        opts.Upper(1:6) = inf;
        [fitresult, gof] = fit( xData, yData,
'customFourierLoads( x,a1,b1,a2,b2,a3,b3,mu1,mu2,mu3,mu4,mu5,mu6,mu7,mu8,mu9,m
u10,mu11,mu12,mu13,mu14)',opts);
    end
```

Riferimenti bibliografici

- [I.1] A.G. Tsikalakis, N. D. Hatziargyriou, (2008) "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation", IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 23, NO. 1, pp. 241-248
- [I.2] www.addressfp7.org
- [I.3] A. Vaccaro, M. Popov, D. Villacci, V. Terzija, (2009) "An integrated Framework for Smart Microgrids Modeling, Monitoring, Control, Communication and Verification," Proceeding of the IEEE, Vol.99(1). pp.119-132.
- [I.4] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas, (2008) "Microgrids management," IEEE power Energy Mag., vol 6(3), pp. 54-65
- [I.5] A. Bidram, A. Davoudi, (2012) "Hierarchical structure of Microgrids Control System" IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 3, N. 4, pp.1963-1976
- [I.6] J. M. Guerrero, J.C. Velasquez, R. Teodorescu, (2011) "Hierarchical Control of droop-Controlled DC and AC microgrids: a general approach towards standardization", IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 58, N.1. pp. 158-172
- [I.7] S. Conti, R. Nicolosi, S. A. Rizzo, e H. H. Zeineldin (2012). "Optimal Dispatching of Distributed Generators and Storage Systems for MV Islanded Microgrids", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, N.3. pp.1243-1251..
- [I.8] H. Kanchev, Di Lu, F. Colas, V. Lazarov, B. Francois (2011), " Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications", IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 58, N. 10. pp. 4583-4592
- [I.9] Alireza Bagherian, S.M.Moghaddas Tafreshi " A developed Energy Management System for a Microgrid in the Competitive Electricity Market" Proc. of 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania
- [I.10] S. Choi, S. Park, D.J. Kang, S.J. Han e H.M. Kim, "A microgrid energy management system for inducing optimal demand response", Proc. of 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, October 17th-20th, Brussels, Belgium.
- [I.11] A. Bagherian e S.M.Moghaddas Tafreshi (2009). "A developed energy management system for a microgrid in the competitive electricity market", Proc. of 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania
- [I.12] Frank, E. Pierce, Jr. "Summary OF Results from Testing a 30-KW-Microturbine and Combined Heat and Power (CHP) System" Oak Ridge National Laboratory Integrated Energy System (IES) Test laboratory.
http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/fta_microturbinechp.pdf
- [I.13] Jonathan Dogterom "Powering Change with Hydrogen Fuel Cells" - Remote Magazine, a webcom publication April/May 2005 Volume 5, Issue 3- Reprinted from the April/May 2005 issue of Remote Site & Equipment Management Magazine ©Webcom Communications Corp., 7355 E. Orchard Road, Suite 100, Greenwood Village, CO 80111, U.S.A, Phone 720-528-3770
- [I.14] Performance Monitoring of Family-Size Fuel Cell _ Science & Technology Highlights_ http://www.ornl.gov/sci/eere/PDFs/No2_2002p9.pdf
- [I.15] http://www.esource.com/BEA1/PA/PA_DistributedEnergy/PA-44
- [I.16] wärtsilä technical journal 02.2012
- [I.17] I. Bertini, M. L. Di Silvestre, G. Graditi, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo (2011) - "Architetture e logiche di controllo ottimale di microreti per la razionalizzazione energetica. Report 1 – Identificazione ed analisi di architetture e logiche di controllo ottimale di microreti per la razionalizzazione energetica" - Report RdS/2011/103
- [I.18] J.M. Guerrero, M. Chandorkar, T. Lee, P.C. Loh,(2013) "Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.60, no.4, pp.1254-1262.
- [I.19] D.E. Olivares, C.A. Cañizares e M. Kazerani (2011). "A Centralized Optimal Energy Management System for Microgrids", Proc. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE. 24-29 July

- [I.20] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi e K. Nagasaka (2013). Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microgrid, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol:60, Issue: 4 . pp.1688 - 1699
- [I.21] E. Riva Sanseverino, M. G. Ippolito, M. L. Di Silvestre, G. Zizzo, Nguyen Ngoc Trung, DAM Khanh-Linh, G. Graditi e I. Bertini (2011). "Architetture e logiche di controllo ottimale di microreti per la razionalizzazione energetica, Report 2- Applicazioni in reti di distribuzione".
- [I.22] E. Riva Sanseverino, M. L. Di Silvestre, S. Favuzza, F. Massaro, G. Zizzo, R.Gallea,G. Graditi, B. Di Pietra, I. Bertini, Modelli e strategie per la definizione di strumenti software per la simulazione integrata di distretti energetici in ambiente dedicato, Report RdS/2012/080.
- [I.23] S. X.Chen, H. B.Gooi, Sizing of Energy Storage System for Microgrids in IEEE PMAPS 2010, 14-17 Giugno 2010 pp.6-11.
- [I.24] S.Bahramirad, W.Reeder, A. Khodaei,Reliability-Constrained Optimal Sizing of EnergyStorage System in a Microgrid,IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, Vol. 3, N. 4, 2012.
- [I.25] A. Campoccia, L.Dusonchet, E. Telaretti, G.Zizzo, Comparative Analysis of Different Supporting Measures for the Production of Electrical Energy by Solar PV and Wind Systems: Four Representative European Cases, Solar Energy, Vol. 83, N.3, pp. 287–297, 2009.
- [I.26] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti, G.Zizzo, Financial measures for supporting wind power systems in Europe: A comparison between green tags and feed'in tariffs,in SPEEDAM 2008.
- [I.27] D. Fouquet, T. B. Johansson, European renewable energy policy at crossroads - Focus on electricity support mechanisms, Energy Policy 2008, Vol. 36, pp. 4079-4092.
- [I.28] Y. Yamamoto, Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale, Solar Energy, Vol. 86, pp. 2678-2685, 2012.
- [I.29] C. J. Sarasa-Maestro, R.Dufo-Lopez, J. L. Bernal-Agustin, Photovoltaic remuneration policies in the European Union, Energy Policy, Vol. 55, pp. 317-328, 2013.
- [I.30] I. Weiss, P.Sprau, P. Helm, The German PV solar financing schemes reflected on the Germany market,in the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003.
- [I.31] U. Jahn, W.Nasse, Performance analysis and reliability of grid-connected PV systems in IEA countries, in the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003.
- [I.32] P. G. Gutermuth, Regulatory and institutional measures by the State to enhance the deployment of renewable energies: German experiences, Solar Energy, Vol. 69, N. 3, pp. 205-213, 2000.
- [I.33] T. Erge, V. U. Hoffman, K. Kiefer, The German experience with Grid-Connected PV-Systems, Solar Energy, Vol. 70, N. 6, pp. 479-487, 2001.
- [I.34] V. Di Dio, R.Miceli, C. Rando, G.Zizzo, Dynamics Photovoltaic Generators: technical aspects and economical valuation, In SPEEDAM Conference, Italy, 2010.
- [I.35] DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- [I.36] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding, Progress in electrical energy storage system: A critical review, Progress in Natural Science, Vol. 19, pp. 291-312, 2009.
- [I.37] F. Díaz-González, A.Sumper, O.Gomis-Bellmunt, R.Villafáfila-Robles, A review of energy storage technologies for wind power applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews , Vol. 16, pp. 2154-2171, 2012.
- [I.38] A. Evans, V.Strezov, T. J. Evans, Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 4141-4147, 2012.
- [I.39] M. Kloess, Electric storage technologies for the future power system — An economic assessment, In 9th EEM International Conference on the European Energy Market, 2012.
- [I.40] E. Hittinger, J. F.Whitacre, J. Apt, What properties of grid energy storage are most valuable?, Journal of Power Sources, Vol. 206, pp. 436–449, 2012.
- [I.41] M. Beaudin, H.Zareipour, A.Schellenberglobe, W.Rosehart, Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review, Energy for Sustainable Development, Vol. 14, pp. 302–314, 2010.

- [I.42] T. K. Nielsen, D. Bouley, How Data Centre Management Software Improves Planning and Cuts Operational Costs, APC White Paper n.107, 2013.
- [I.43] Y. Xu, C. Singh, Adequacy and Economy Analysis of Distribution Systems Integrated With Electric Energy Storage and Renewable Energy Resources, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, N. 4, pp. 2332-2341, 2012.
- [I.44] M. Korpaas, A.T. Holen, R. Hildrum, Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system, Electrical Power and Energy Systems, N. 25, pp. 599-606, 2003.
- [I.45] Norma CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica, 2012.
- [I.46] Norma CEI 0-21. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica, 2012.
- [I.47] A. K. Srivastava, R. Zamora, D. Bowman, Impact of distributed generation with storage on electric grid stability, in IEEE Power and Energy Society General Meeting, USA, 2011.
- [I.48] A. K. Srivastava, A. A. Kumar, N. N. Schulz, Impact of Distributed Generations With Energy Storage Devices on the Electric Grid, IEEE Systems Journal Vol. 6, N. 1, pp. 110-117, 2012.
- [I.49] H. Lund, Renewable energy strategies for sustainable development, Energy, Vol. 32, pp. 912-919, 2007.
- [I.50] M. G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, G. Graditi, A New Device for the Control and the Connection to the Grid of Combined RES-based Generators and Electric Storage Systems, in proc. of ICCEP, Italy, 2013.
- [I.51] K. Yukita, K. Ichyanagi, Y. Goto, K. Hirose, A study of electric power quality using storage system in distributed generation in proc. of EPQU, Spain, 2007.
- [I.52] T. M. Masaud, K. Lee, P. K. Sen, An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?, in North American Power Symposium (NAPS), USA, 2010.
- [I.53] A. Joseph, M. Shahidehpour, Battery storage systems in electric power systems, in Proc. of IEEE Power Engineering Society General Meeting, USA, 2006.
- [I.54] www.mastervolt.it.
- [I.55] www.sma.it.
- [I.56] www.wutel.net.
- [I.57] S. Barsali, M. Ceraolo, R. Giglioli, D. Poli, Definizione delle specifiche dei sistemi di controllo e d'interfaccia dei sistemi di accumulo con accumulatori al litio per l'impiego nelle reti di distribuzione, Report RdS/2011/305.
- [I.58] Agnetis A., et al. Appliance operation scheduling for electricity consumption optimization in proceedings of 2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference. Dec. 12-15; 2011, pp.5899-5904
- [II.1] Chen, S.X.; Gooi, H.B. Sizing of Energy Storage System for Microgrids in proceedings of Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE, 14-17 June 2010 pp.6-11

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, ...).

RESPONSABILE SCIENTIFICO

(Prof. Eleonora Riva Sanseverino)



DIRETTORE DEL DIEET



