

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea magistrale in
Ingegneria Energetica



Integrazione tra cogenerazione, fonti rinnovabili,
utenze smart e accumulo termico: gestione ottimizzata
di una utenza domestica mediante logica previsionale

Relatore: **Prof. Paolo SILVA**
Co-relatore: **Ing. Nicola FERGNANI**

Tesi di Laurea di:
Giacomo AGOSTONI
Matr. 801569

Anno Accademico 2013-2014

Indice generale

Introduzione	1
Capitolo 1 Progetto PIACE	3
1.1 Progetto PIACE	3
1.2 Descrizione dell'impianto di riferimento	4
1.2.1 Impianto termico	4
1.2.2 Impianto elettrico	8
1.2.3 Controllo e gestione	9
1.3 Scenario di riferimento	10
1.3.1 Efficienza energetica negli edifici	10
1.3.2 Obblighi per gli edifici	12
1.3.3 Energia elettrica	14
1.3.4 Scambio sul posto	16
1.3.5 Pompe di calore	21
1.3.6 Cogenerazione ad alto rendimento	22
Capitolo 2 Smart Grids e Energy Management	25
2.1 Smart Grid	25
2.1.1 Generazione distribuita	27
2.1.2 Criticità del sistema elettrico	29
2.1.3 Sviluppi futuri	30
2.2 Previsione dei fabbisogni energetici di un'abitazione	32
2.2.1 Carico termico	33
2.2.2 Carico elettrico	34
2.2.3 Media temporale dei carichi e della generazione elettrica	35
2.3 Algoritmi di ottimizzazione energetica	36
2.3.1 Pianificazione dei soli carichi elettrici intelligenti	36
2.3.2 Gestione energetica complessiva di un'abitazione	38
2.3.3 Gestione energetica di un insieme di abitazioni	40
2.3.4 Osservazioni	45
Capitolo 3 Algoritmo di ottimizzazione	47
3.1 Principi generali	47
3.1.1 Logica "TERMICO SEGUE"	47
3.1.2 Logica previsionale	48

3.1.3	Orizzonte temporale della pianificazione	48
3.1.4	Discretizzazione temporale	49
3.1.5	Regolazione delle unità di produzione	50
3.2	Processo di ottimizzazione.....	50
3.3	Previsione dei consumi	50
3.4	Calcolo dell'energia elettrica disponibile per l'autoconsumo	54
3.5	Calcolo costo specifico marginale dell'energia termica	55
3.5.1	Caldaia	56
3.5.2	Pompa di calore	57
3.5.3	Cogeneratore	58
3.5.4	Cogeneratore e pompa di calore.....	59
3.6	Previsione del carico termico	62
3.7	Definizione del programma di riempimento dell'accumulo	63
3.8	Modifiche in caso di presenza di impianto solare termico	72
3.9	Comunicazione programma di funzionamento a DOKI.....	75
3.10	Energia elettrica disponibile per i carichi intelligenti.....	77
3.11	Pianificazione dei carichi smart	77
3.12	Rilancio dell'ottimizzazione	80
Capitolo 4	Modello di calcolo e simulazioni	83
4.1	Simulazioni ideali.....	83
4.2	Dati in input	84
4.2.1	Dati acquisiti via web	85
4.2.2	Input costanti.....	86
4.2.3	Dati storici dei consumi	88
4.2.4	Impostazioni dell'utente.....	89
4.2.5	Componenti dell'impianto	91
4.3	Risultati.....	92
4.4	Funzionamento in assenza di accumulo	102
4.4.1	Dati in input.....	102
4.4.2	Logica di gestione.....	104
4.4.3	Pianificazione dei carichi intelligenti	106
4.4.4	Risultati.....	107
4.5	Funzionamento in presenza di EES.....	109
4.5.1	Logica di gestione.....	110
4.5.2	Risultati.....	115
4.6	Osservazioni.....	117

Capitolo 5	Effetti degli errori previsionali	121
5.1	Errori nelle previsioni.....	122
5.2	Logica di simulazione	125
5.3	Risultati	128
Conclusioni		135
Allegato A	Progetto logico dell'algoritmo	139
Allegato B	Utilizzo del modello di simulazione	163
Allegato C	Schema impianto idraulico	168
Nomenclatura		169
Riferimenti Bibliografici		170

Sommario

Scopo del presente lavoro è lo sviluppo di un algoritmo per la gestione energetica di una piattaforma di microgenerazione asservita ad un'abitazione. L'algoritmo, servendosi di una logica previsionale, ha il compito di organizzare produzione e consumi, sia elettrici sia termici, dei differenti componenti del sistema. La gestione persegue il massimo beneficio economico ma obiettivi impliciti sono il raggiungimento di una elevata efficienza energetica e la priorità di utilizzo delle fonti rinnovabili. Si ottiene in tal modo anche una maggior integrazione della generazione distribuita, oggi sempre più diffusa nel settore residenziale, sia nel sistema elettrico attuale che in un futuro scenario Smart Grid. Lo sviluppo di un modello di simulazione ha permesso di valutare i vantaggi energetici conseguibili e le problematiche economiche da superare. A conclusione del lavoro si riporta la valutazione degli effetti negativi sul sistema legati agli errori previsionali e alle semplificazioni adottate indispensabili all'ottimizzazione.

Parole chiave: microgenerazione; generazione distribuita; efficienza energetica; Smart Grid; energy management

Abstract

The purpose of the present work is the development of an algorithm aimed at the management of a micro-CHP platform designed for a dwelling. The algorithm is used for the coordination of domestic loads and generation, both electrical and thermal, by using a forecasting strategy. The management seeks the maximum economical gain, while achieving energy efficiency and giving priority to renewable energy sources are implicit objectives. A better integration of distributed generation in the existing electrical system, or in a Smart Grid scenario, can be obtained as well. The development of a simulation model allowed an analysis of the energetic advantages of the platform; economical issues are also considered. The negative effects on the system caused by the forecasting errors and the introduced approximations are evaluated and possible solutions discussed.

Key words: microgeneration; distributed generation; energy efficiency; Smart Grid; energy management

Introduzione

Il presente lavoro è incentrato sull'incremento dell'efficienza energetica e sullo sfruttamento delle fonti rinnovabili nel settore residenziale. Si intende sviluppare una metodologia di gestione dei consumi e della produzione di energia adeguata alle esigenze di efficienza e sostenibilità ambientale proprie della società attuale. I consumi domestici, infatti, hanno un impatto sul bilancio energetico nazionale tutt'altro che trascurabile: in Italia, con la riduzione dei consumi dell'industria e del settore dei trasporti dovuta alla precaria situazione economica, il fabbisogno energetico del settore civile, e con esso quello del settore residenziale, ha acquisito maggior rilievo. È accresciuta inoltre l'importanza della produzione di energia elettrica che, con lo sviluppo della generazione distribuita, in ambito domestico assume una rilevanza pari a quella della produzione termica in situazioni sempre più numerose.

L'efficienza energetica, pur basandosi su una sostenibilità insita nelle unità di produzione e consumo, deve essere raggiunta mediante un'accorta gestione dei flussi energetici. Armonizzare il funzionamento dei numerosi componenti che costituiscono il sistema elettrico e termico domestico permette di ottenere migliori risultati di quelli raggiungibili mediante l'utilizzo non coordinato delle medesime tecnologie, per quanto siano esse efficienti. Si giunge quindi alla necessità di sviluppare una logica di ottimizzazione energetica dell'unità abitativa.

Lo studio e la realizzazione dell'algoritmo di ottimizzazione fanno parte infatti di un programma più ampio che prevede lo sviluppo, oltre che di un'unità di gestione energetica, di tecnologie innovative per un'applicazione residenziale. Si tratta del progetto PIACE, un lavoro che coinvolge numerose industrie e società nonché facoltà di ingegneria di diverse università italiane tra cui il Politecnico di Milano. Questo progetto, rispondendo al bando Industria 2015, è stato avviato nel 2009 ed è arrivato oggi alla fase di field test. Si parte dunque, dopo aver illustrato le finalità del progetto PIACE, da un'analisi del sistema che sarà studiata nella fase prototipale del lavoro (Capitolo 1). La sua architettura rappresenta la base per lo sviluppo della logica di gestione, la quale può tuttavia essere applicata o adattata a configurazioni impiantistiche differenti.

L'impianto studiato fa parte di un sistema più complesso: si inserisce in un contesto normativo, tariffario e strutturale da cui è fortemente influenzato. Si analizza perciò il quadro normativo italiano in materia di efficienza energetica nel settore residenziale e di sfruttamento delle fonti rinnovabili sia dal punto di vista degli standard legislativi sia da quello degli incentivi destinati a favorire il raggiungimento degli obiettivi energetici nazionali (Capitolo 1). Si valuta inoltre la situazione tariffaria riguardante acquisto ed eventuale vendita di energia elettrica e gas naturale che condiziona profondamente il funzionamento del sistema studiato. Queste analisi saranno poi utili

ad una valutazione delle possibilità di sviluppo di una piattaforma di microgenerazione che non può prescindere da considerazioni di tipo economico.

Si esamina anche lo scenario infrastrutturale con particolare attenzione al sistema elettrico (Capitolo 2): partendo dalle condizioni che hanno portato alla struttura attuale e individuando i cambiamenti avvenuti nel recente passato, si giunge ad un'analisi delle criticità che oggi lo caratterizzano e ne impongono un'evoluzione. Sono quindi identificati i possibili sviluppi futuri e lo scenario in cui dovrà operare la logica di gestione energetica trattata. Una revisione dei sistemi di *energy management* sviluppati negli ultimi anni per il settore residenziale costituisce il riferimento per l'individuazione delle caratteristiche salienti che un algoritmo di gestione deve possedere e un termine di paragone con il quale confrontare quello sviluppato.

Una dettagliata descrizione della logica di gestione è fornita nel Capitolo 3. Dopo aver esposto i principi generali su cui si fonda, è analizzato il metodo ideato: sono illustrate le differenti fasi del processo di ottimizzazione e la strategia previsionale adottata. In vista di un suo prossimo utilizzo in un impianto sperimentale è trattata anche l'interazione tra l'unità di ottimizzazione energetica e l'unità preposta alla sicurezza e al controllo in tempo reale del sistema.

L'algoritmo è stato implementato in ambiente Visual Basic – Excel al fine di simularne il comportamento ed individuarne eventuali criticità non emerse in fase di progettazione. Il modello è stato inoltre utilizzato per valutare l'efficienza di differenti configurazioni impiantistiche e identificare le soluzioni più promettenti. Nel Capitolo 4 viene illustrato il set di dati che costituiscono l'input necessario alla simulazione: dalla caratterizzazione delle macchine termiche alla definizione dei carichi caratteristici dell'abitazione. Sono quindi discusse alcune modifiche apportate al modello al fine di poter gestire particolari configurazioni impiantistiche per le quali l'algoritmo originale risulta inadeguato. I risultati delle simulazioni sono analizzati sia dal punto di vista energetico che economico e vogliono rappresentare un supporto alla scelta dell'architettura più efficiente e efficace.

Sono esaminati infine gli effetti negativi sul sistema causati dagli errori previsionali e dalle approssimazioni introdotte nella fase di pianificazione giornaliera del funzionamento dell'impianto (Capitolo 5). Dopo aver individuato le problematiche di maggior rilevanza, sono proposti e analizzati alcuni cambiamenti volti alla loro risoluzione.

Capitolo 1

Progetto PIACE

1.1 Progetto PIACE

Il progetto PIACE è un programma di ricerca finalizzato allo sviluppo di una piattaforma di microcogenerazione destinata al mercato residenziale. Intende quindi fornire al mercato tutte le tecnologie innovative che permettano la realizzazione di tale piattaforma. Il progetto si colloca nell'area tecnologica del bando sull'efficienza energetica di Industria 2015, in particolare: "Aree tecnologiche ad alto potenziale innovativo", misura a5 "generazione distribuita", sottomisura 1 "tecnologie innovative per la produzione di un microgeneratore di taglia 0,5-1,5 kW, con basse emissioni specifiche e integrato di tutti i controlli e gli ausiliari per interfacciarsi con la rete elettrica".

PIACE è l'acronimo di **P**iattaforma intelligente, **I**ntegrata e **A**dattativa di microCogenerazione ad elevata **E**fficienza per usi residenziali. Una singola unità di microcogenerazione infatti non può, se utilizzata da sola, apportare benefici sufficienti a giustificare la presenza ma necessita di ulteriori sistemi che ne permettano un miglior funzionamento. Si parla pertanto di una **piattaforma** che includa più unità in grado di operare sinergicamente. **Intelligente** poiché in grado di ottimizzare il funzionamento del sistema, massimizzando le prestazioni e limitando i consumi, attraverso un'unità di gestione che controlla i componenti e i flussi energetici. **Integrata** in quanto costituita da diverse unità di produzione energetica, da sistemi di accumulo e da elettrodomestici intelligenti il cui funzionamento è coordinato e in grado di adattarsi alle esigenze della rete elettrica centralizzata. **Adattativa** perché si può adeguare alle variazioni delle condizioni di funzionamento del sistema e apprendere dal comportamento passato dell'abitazione.

Pregio della piattaforma è perseguire un'elevata efficienza in termini energetici al fine di minimizzare l'utilizzo di combustibile, riducendo così i costi di esercizio e le emissioni dovuti al suo utilizzo. Il raggiungimento di quest'obiettivo non può prescindere dallo sfruttamento di fonti di energia rinnovabili che saranno pertanto integrate nel sistema.

Questo progetto si colloca in un contesto contraddistinto dallo sviluppo dei metodi di progettazione degli impianti domestici a seguito di uno scenario normativo modificato dal recepimento delle direttive europee. In particolare nell'ultimo decennio è stata promossa l'efficienza energetica degli edifici, attraverso il miglioramento dell'isolamento termico e l'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento. La produzione di energia elettrica e di calore da fonti rinnovabili, inoltre, ha conosciuto un rapido sviluppo.

La piattaforma è costituita da cinque unità distinte:

1. l'unità di microgenerazione;
2. il modulo di integrazione delle energie rinnovabili;
3. l'accumulo e l'impianto termico;
4. la rete domestica e il sistema di connessione alla rete;
5. l'unità di gestione energetica.

Il lavoro è suddiviso in dieci "attività realizzative" che si occupano dello studio e della produzione delle tecnologie necessarie ai settori elencati. Il progetto ha avuto inizio nel 2009 ed è ora giunto alla fase di field test. Il presente lavoro si inserisce nell'attività di sviluppo di HECU, l'unità di gestione energetica. A contatto con la società CEFRIEL si è sviluppata e implementata la logica di ottimizzazione con cui verrà operato il controllo del sistema. Tale logica sarà utilizzata nell'impianto di prova, dove si avrà un riscontro sperimentale dell'effettivo funzionamento di alcuni dei componenti della piattaforma di microgenerazione. Non in tutte le aree di sviluppo del progetto PIACE si sono raggiunti risultati sufficienti a permettere la realizzazione di componenti efficienti. L'impianto prototipale non comprende perciò tutte le tecnologie innovative inizialmente proposte ma si limita a quelle tecnologicamente consolidate. Come descritto nel paragrafo 1.2 sono tuttavia presenti un microgeneratore e l'unità di gestione energetica; è inoltre previsto lo sfruttamento di fonti di energia rinnovabile tramite vari mezzi. Sono quindi presenti gli elementi indispensabili a garantire le qualità fondamentali della piattaforma: elevata efficienza energetica, flessibilità, intelligenza e sostenibilità.

1.2 Descrizione dell'impianto di riferimento

L'edificio di riferimento per lo sviluppo dell'algoritmo di ottimizzazione energetica è un'abitazione monofamiliare con una superficie di 150 m². L'impianto termico asservito all'abitazione provvede a soddisfare sia i fabbisogni di calore, presenti durante l'intero anno, sia il carico frigorifero, caratteristico dei soli mesi estivi. La produzione di calore e freddo avviene integralmente all'interno o nelle immediate vicinanze dell'abitazione. La domanda di energia elettrica può invece essere soddisfatta attraverso la produzione in sito o il prelievo dalla rete. Un impianto prototipale sarà testato a Piombino Dese (PD); la configurazione di tale impianto è semplificata, mancano infatti dei veri e propri elettrodomestici intelligenti, ma è comunque gestibile per mezzo dell'algoritmo sviluppato in questo lavoro.

1.2.1 Impianto termico

Centro nevralgico dell'impianto, per quanto riguarda la parte termica, è l'accumulo per il quale transitano la maggior parte dei flussi di calore. L'accumulo viene collegato alle utenze e alle unità di produzione di calore in modo da generare al suo interno un gradiente di temperatura il più accentuato possibile. Sebbene le utenze termiche non necessitino di acqua a temperature superiori a 45-50°C (si prevede infatti l'utilizzo di pannelli radianti per il riscaldamento) l'energia è stoccata sotto forma di

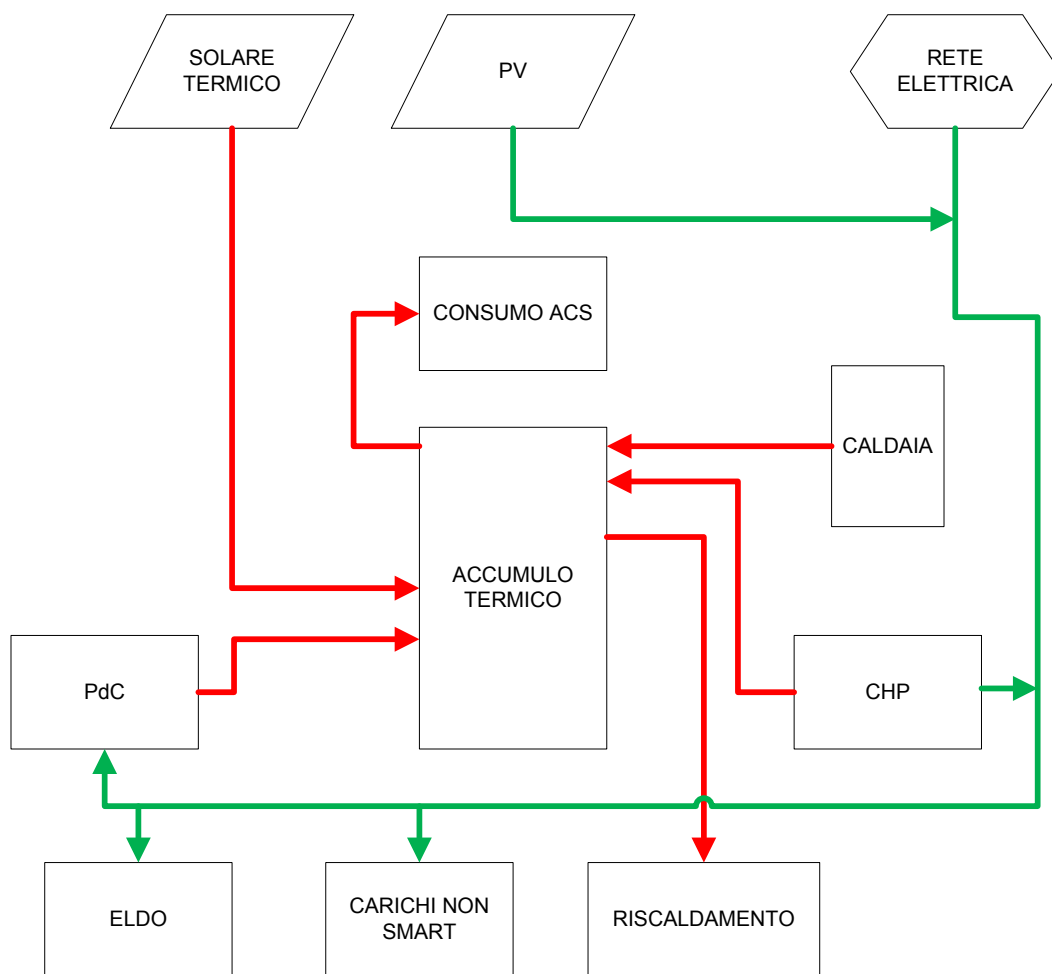


Figura. 1.1: Schema concettuale dell'impianto. In rosso sono rappresentati i flussi di calore, in verde i flussi di energia elettrica.

calore sensibile. Perciò, al fine di garantire il soddisfacimento della domanda, la temperatura dell'acqua nella parte alta dell'accumulo non deve mai scendere al di sotto dei 45°C. A questa temperatura si considera quindi l'accumulo vuoto dal punto di vista energetico; l'acqua viene portata fino ad 80-85°C quando l'accumulo è pieno.

UtENZE termiche

Le utenze termiche sono rappresentate dal consumo di acqua calda sanitaria (ACS) e dal consumo di calore destinato al riscaldamento. Il flusso di acqua calda sanitaria esce dalla parte superiore del tank poiché, quando il livello di riempimento dell'accumulo è prossimo al minimo, l'utenza richiede la massima temperatura dell'acqua. L'acqua di rete, costituendo il flusso a temperatura minore, è invece alimentata nella parte più bassa dell'accumulo. Si ipotizza che il riscaldamento dei locali sia operato per mezzo di pannelli radianti che necessitano di acqua ad una temperatura inferiore rispetto alle utenze sanitarie. Il fabbisogno del riscaldamento è pertanto soddisfatto prelevando un flusso ad un'altezza inferiore rispetto alla quota

massima. L'acqua fredda di ritorno dai pannelli radianti viene reimpressa nella parte bassa dell'accumulo per limitare il più possibile il miscelamento di correnti calde e correnti fredde e mantenere il termoclino. I flussi di calore prelevati possono trovarsi a temperature superiori a quelle richieste dall'utenza; in tal caso si miscela al flusso caldo una corrente a temperatura inferiore.

Produzione di calore

L'abitazione dispone di diverse tecnologie per la produzione di calore. In primo piano si pone il cogeneratore, visto che lo scopo del progetto PIACE è appunto lo sviluppo di una piattaforma di microcogenerazione. L'unità di cogenerazione è costituita da un motore a combustione interna a ciclo Otto alimentato a gas naturale.

Il **cogeneratore** produce calore attraverso il recupero termico operato sui fluidi del motore e sui gas di scarico. Per quanto riguarda acqua e olio di lubrificazione, questi si trovano generalmente a temperature comprese tra i 75 e i 100°C mentre i gas combusti possono arrivare ad alcune centinaia di gradi [1]. Pertanto il cogeneratore è in grado di scaldare l'acqua fino alla massima temperatura ammissibile dall'accumulo. Preleva quindi acqua, che è stata preriscaldata mediante altri mezzi, da un'altezza intermedia dell'accumulo e il flusso caldo viene reimpresso nella parte più alta.

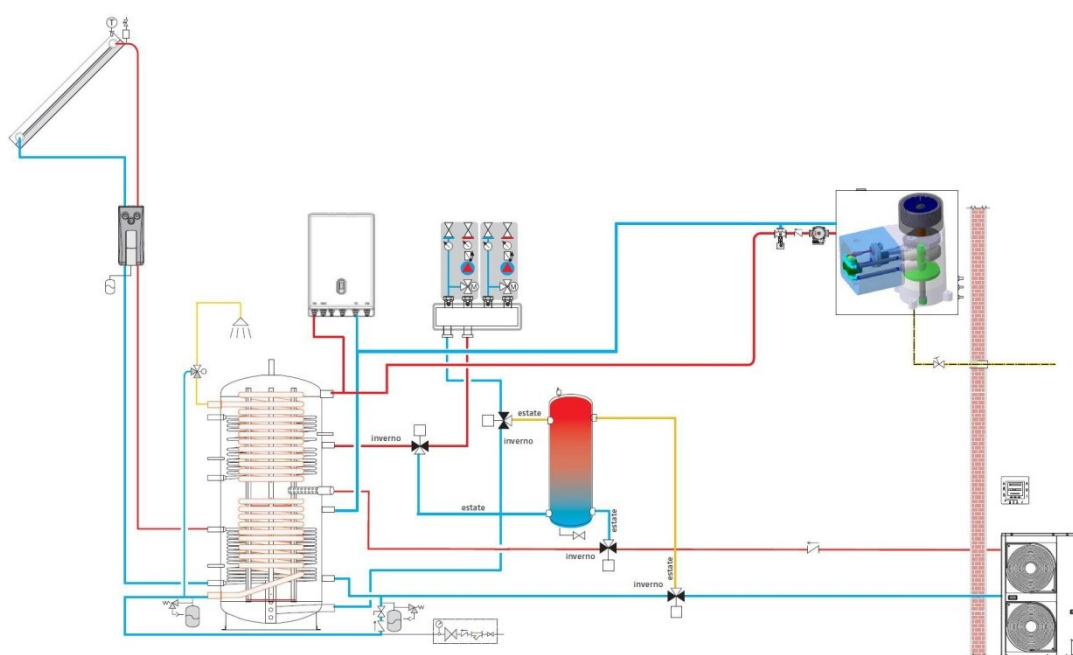


Figura. 1.2: Parte termica dell'impianto di prova. Per lo schema dettagliato si rimanda all'Allegato A.

Vi sono poi una pompa di calore aria-acqua e un impianto solare termico che rappresentano l'integrazione delle fonti di energia rinnovabile nel sistema. Per quanto riguarda la **pompa di calore** (PdC), tale macchina termica raggiunge la massima efficienza di funzionamento quando opera tra due temperature prossime tra loro, mentre non può operare se le temperature all'evaporatore e al condensatore differiscono per più di alcune decine di gradi ($\sim 50^{\circ}\text{C}$). Soprattutto durante la stagione invernale, quando la temperatura dell'aria esterna è bassa e il fabbisogno di calore è elevato, si può verificare che la differenza di temperatura tra acqua nella parte superiore dell'accumulo e aria esterna sia superiore ai limiti operativi della PdC. Tuttavia anche durante la stagione estiva una PdC non è in grado di scaldare l'acqua a temperature superiori ai 60°C . Da qui nasce la necessità di sviluppare all'interno dell'accumulo un gradiente di temperatura. La PdC può così operare prelevando acqua fredda dalla parte più bassa e restituendola ad una quota intermedia dove la temperatura è inferiore rispetto a quella della parte più alta dell'accumulo. Quando il livello di riempimento energetico dell'accumulo è basso la temperatura media risulterà compatibile con il funzionamento della PdC. Quando invece l'energia stoccata nell'accumulo è prossima al massimo, la PdC è in grado di preriscaldare l'acqua, che verrà poi portata ad una temperatura superiore da altri componenti dell'impianto, solo se vi è un accentuato gradiente di temperatura che permetta alla T di mandata della PdC di rimanere entro il limite operativo. In caso contrario la PdC non può essere utilizzata.

L'impianto **solare termico** (ST) presenta le stesse problematiche riscontrate dalla pompa di calore anche se dovute a cause diverse. Il massimo dell'efficienza si riscontra quando la temperatura media del fluido che circola nei collettori è uguale a quella dell'ambiente esterno. All'aumentare della differenza tra le due, il rendimento dell'impianto cala visto il maggior peso che assumono le perdite termiche rispetto all'energia della radiazione solare convertita in calore. Anche supponendo di utilizzare collettori a vuoto per ridurre al minimo le perdite per convezione è necessario far operare anche l'impianto ST sulla parte bassa dell'accumulo.

Lo sviluppo di un termoclino all'interno dell'accumulo rimane quindi una condizione necessaria per l'utilizzo di PdC e ST con questa configurazione d'impianto. Più il gradiente di temperatura è accentuato migliore sarà l'efficienza del sistema. Tuttavia il rimescolamento all'interno dell'accumulo, dovuto ai numerosi flussi (di massa o puramente termici) in ingresso e uscita, può pregiudicare lo sviluppo delle condizioni auspiccate.

Infine, ai componenti finora descritti si affianca una tradizionale **caldaia** a gas il cui scopo è di supporto in caso di guasto di uno degli altri componenti. La caldaia, come il cogeneratore, può scaldare l'acqua fino alla temperatura massima ammissibile dall'accumulo perciò anch'essa opera prelevando da una quota intermedia e restituendo il flusso caldo alla parte più alta.

Generazione “freddo”

Oltre al riscaldamento dei locali nei mesi invernali, è prevista la possibilità di climatizzazione estiva. Il carico frigorifero viene soddisfatto dalla pompa di calore

funzionante in raffreddamento. In questo caso la PdC non è più disponibile per la produzione di calore. È prevista la presenza di un accumulo freddo al fine di garantire una minima inerzia termica al sistema di climatizzazione estiva. La ridotta dimensione di tale accumulo non permette tuttavia di disaccoppiare produzione e carico frigoriferi. Il fabbisogno di “freddo” deve pertanto essere soddisfatto istantaneamente.

1.2.2 Impianto elettrico

Tutte le utenze e le unità di produzione di energia elettrica sono sottese ad un unico punto di connessione con la rete; è dunque possibile usufruire del servizio di scambio sul posto.

Utenze elettriche

Si può distinguere tra due tipi di utenze elettriche. Nel primo gruppo si includono tutte le utenze tradizionali di un’abitazione costituite dall’illuminazione e dagli elettrodomestici. Il carico relativo a queste utenze dipende da una serie di fattori, come ad esempio le condizioni atmosferiche ed il comportamento degli occupanti (cfr paragrafo 2.2.2). Da questa prima categoria si distinguono invece i carichi elettrici intelligenti (ELDO). Tali carichi sono costituiti da elettrodomestici il cui funzionamento è controllato solo in parte dagli utenti. Una persona ha infatti la possibilità di decidere se avviare o meno un elettrodomestico e di definire l’orario entro il quale deve essere completato il ciclo di funzionamento. Il momento di avvio viene quindi stabilito in base al risultato dell’ottimizzazione energetica dell’abitazione. Esempi di elettrodomestici, il cui funzionamento può essere intelligente, sono la lavapanni, la lavastoviglie e, in alcuni casi, anche il forno. Non essendo stati ancora sviluppati ELDO interfacciabili con l’unità di gestione, vengono rappresentati da una resistenza elettrica.

Vi è poi la PdC il cui assorbimento elettrico viene trattato diversamente a seconda della modalità di funzionamento. Quando opera in raffreddamento, il suo consumo viene assimilato a quello delle utenze tradizionali poiché non può essere controllato, vista la dimensione dell’accumulo freddo insufficiente a disaccoppiare la produzione del consumo. Quando opera in riscaldamento invece, l’algoritmo di ottimizzazione pianifica il consumo elettrico della PdC che può quindi essere assimilata a un carico intelligente.

Produzione elettrica

La produzione elettrica è demandata al cogeneratore ed a un impianto fotovoltaico. Si combina quindi una produzione controllabile, che utilizza una fonte fossile come il gas naturale, ad una produzione di natura aleatoria e non controllabile, anche se in parte prevedibile, che sfrutta una fonte energetica rinnovabile.

1.2.3 Controllo e gestione

Apparecchi di misura

Distribuiti nel sistema ci sono strumenti di misura che rilevano le informazioni necessarie al controllo in tempo reale dell'impianto e alla generazione di un archivio di dati storici necessario all'ottimizzazione del sistema. Ci sono sei contacalorie che misurano la produzione di calore di cogeneratore, pompa di calore, impianto solare termico e caldaia e i consumi di ACS e del riscaldamento. Vi sono poi cinque wattmetri che misurano la potenza elettrica erogata dal cogeneratore e dall'impianto PV e il consumo elettrico di PdC, degli elettrodomestici intelligenti oltre a quello complessivo dell'abitazione. Il consumo delle utenze tradizionali può essere ricavato per differenza. Vi sono poi sonde che rilevano la temperatura dell'aria esterna, la temperatura interna e la quella dell'acqua nell'accumulo.

Unità di gestione HECU

La gestione di tutti i componenti del sistema, sia per la parte elettrica che termica è operata da HECU, acronimo per "Home Energy Control Unit". Quest'unità costituisce la "mente" del sistema: riceve le informazioni, le elabora e trasmette i risultati dell'ottimizzazione eseguita alle unità interessate. Gli input provengono da numerose fonti: gli strumenti presenti all'interno o in prossimità dell'abitazione forniscono informazioni in tempo reale sullo stato del sistema; il servizio meteorologico provvede alle previsioni di temperatura, umidità e irraggiamento; il gestore dei mercati energetici fornisce gli esiti del MGP. Per accedere ai dati meteo e all'esito del mercato elettrico HECU, tramite rete LAN, è collegato ad un router che permette l'accesso a dati esterni alla rete locale. La rete LAN è utilizzata inoltre per ricevere le informazioni dai wattmetri e comunicare con la piattaforma DOKI.

HECU infatti non controlla direttamente le unità di produzione. Questo compito è demandato a DOKI, a cui HECU trasmette il programma ottimizzato di accensione dei vari componenti. DOKI, dopo aver verificato le condizioni del sistema tramite le informazioni ricevute in tempo reale dai componenti e dalle apparecchiature di misura, attua il programma solo se ritiene che non pregiudichi la sicurezza del sistema o il comfort dell'utente. Può inoltre modificare il programma ricevuto in base a informazioni sui guasti delle unità di produzione termica o componenti dell'impianto di circolazione, che non erano disponibili al momento della definizione del programma di produzione del calore eseguita da HECU.

L'utente imposta le sue preferenze riguardo alla temperatura interna e alla programmazione degli elettrodomestici intelligenti per mezzo di un'interfaccia collegata ad HECU tramite rete LAN e WiFi. L'interfaccia deve essere caratterizzata da un'elevata facilità d'utilizzo: l'utente si limita ad impostare i parametri essenziali, tutto il resto viene eseguito da HECU. La semplicità d'uso infatti influisce sul livello di comfort rilevato dall'utente e promuove la diffusione della tecnologia. Tramite l'interfaccia inoltre l'utente può visualizzare informazioni sullo stato del sistema e sui consuntivi energetici ed economici dell'impianto.

Quindi, se il compito più evidente di HECU consiste nel coordinare unità di produzione e unità di consumo, non si riduce all'adempimento di quest'unica funzione. Deve essere in grado di conoscere gli occupanti: deve apprendere le loro abitudini ed adeguarsi ai cambiamenti che avvengono in esse. Deve inoltre comunicare le informazioni che permettano la crescita della *user awareness* negli utenti. L'efficienza energetica dell'abitazione infatti, per quanto intrinseca nei suoi componenti e massimizzata dalla gestione di HECU, può significativamente migliorare se l'utente è a conoscenza di come la sua condotta influenza il sistema e si comporta di conseguenza. HECU, così come è in grado di imparare a conoscere le abitudini degli occupanti attraverso le misure dei consumi energetici, è capace di raccogliere informazioni anche sul sistema in cui è inserito: può ricavare le proprietà di scambio termico dell'edificio nonché caratterizzare le unità di produzione di calore. Quindi se inizialmente i dati a sua disposizione sono insufficienti a garantire una gestione efficiente, attraverso misure dell'energia prodotta e consumata si può giungere ad una conoscenza più approfondita del sistema permettendo alla logica di ottimizzazione di raggiungere risultati migliori.

1.3 Scenario di riferimento

In questo paragrafo si analizza lo scenario italiano riguardante norme, incentivi e tariffe dal punto di vista di un utente domestico. Si esaminano gli aspetti che potrebbero influenzare il funzionamento della piattaforma di microgenerazione, la sua convenienza economica e quindi la diffusione commerciale.

1.3.1 Efficienza energetica negli edifici

Gli edifici a destinazione d'uso residenziale, al 2013, risultano pari a 11,7 milioni con oltre 29 milioni di abitazioni. Oltre il 60% di tale parco edilizio ha più di 45 anni, ovvero è precedente alla legge 376 del 1976, prima legge sul risparmio energetico. Di questi edifici, oltre il 25% registra consumi da un minimo di 160 kWh/(m²anno) ad oltre 220 kWh/(m²anno). Sin dall'inizio degli anni novanta sono state emanate leggi, decreti e direttive comunitarie in materia di efficienza energetica negli edifici. Nel periodo 2005 – 2012 si è riscontrata una riduzione dei consumi finali di energia dovuti in parte alle peggiorate condizioni economiche del paese e in parte agli interventi di efficienza energetica. Al 2012 quasi il 60% del risparmio conseguito attivamente, mediante i provvedimenti adottati, risulta imputabile al settore residenziale.

Settore	Risparmio conseguito nel periodo 2005-2012 [Mtep/anno]	Risparmio atteso al 2016 [Mtep/anno]	Obiettivo raggiunto
Residenziale	3.79	5.16	73%
Terziario	0.19	2.11	9%

Tabella 1.1: Risultati ed obiettivi riguardanti il risparmio nei consumi finali secondo il PAEE

Settore	Risparmio conseguito nel periodo 2011-2012 [Mtep/anno]	Risparmio atteso al 2020 [Mtep/anno]	Obiettivo raggiunto
Residenziale	0.96	3.67	26%
Terziario	0.05	1.23	4%

Tabella 1.2 Risultati ed obiettivi riguardanti il risparmio nei consumi finali secondo la SEN

Considerando il patrimonio edilizio esistente costruito tra il 1946 e il 2005 (sia monofamiliare che plurifamiliare), il Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica (PAEE) ha valutato la potenziale di riduzione dei consumi per mezzo di alcuni interventi, sia globali che parziali, sugli edifici. Si è tenuto conto degli standard prestazionali vigenti, dell'effettiva applicabilità degli interventi per l'efficientamento energetico e del rapporto costo beneficio delle operazioni. Gli interventi analizzati sono:

- isolamento termico dell'involucro edilizio (soffitto di copertura, pareti opache perimetrali disperdenti e riduzione dei ponti termici);
- sostituzione dei serramenti (infissi ad alta prestazione energetica, elementi oscuranti);
- adeguamento del sistema di regolazione dell'impianto di climatizzazione (installazione valvole);
- sostituzione del generatore di calore (caldaia a condensazione, pompe di calore);
- installazione di un sistema di domotica;
- sostituzione o rifacimento dell'impianto illuminotecnico;
- utilizzo delle fonti rinnovabili (pannelli solari termici, fotovoltaico).

Nei prossimi anni, fino al 2020 ci si aspetta dal settore residenziale un ulteriore contributo pari a circa un quarto delle riduzioni complessive dei consumi. Il risparmio sarà incentivato, oltre che dagli standard normativi riguardanti le prestazioni energetiche minime degli edifici, dalle detrazioni fiscali, dal conto termico e in piccola parte anche dal meccanismo dei certificati bianchi [2].

1.3.2 Obblighi per gli edifici

Per i progetti di edifici di nuova costruzione o di ristrutturazione rilevante di edifici esistenti il decreto legislativo 28/2011 definisce le linee guida a livello nazionale in materia di sfruttamento dell'energia da fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento, recependo i principi della direttiva europea 2009/28/CE. Sono di seguito riportate le linee guida nazionali; si rimanda invece alla normativa regionale per l'applicazione degli obblighi a casi specifici.

Calore

Qualora l'edificio non sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che ne copra l'intero fabbisogno di calore, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

- il 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- il 35% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017.

Non è possibile rispettare gli obblighi tramite la sola installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili i quali alimentino, a loro volta, dispositivi o impianti che soddisfino il fabbisogno di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento. Nel caso di un'abitazione, le soluzioni più comuni volte all'adempimento degli obblighi sono perciò l'installazione di una pompa di calore o di un impianto solare termico.

Al fine dell'assolvimento degli obblighi, non tutto il calore prodotto dalla PdC può considerarsi proveniente da fonte rinnovabile poiché una quota proviene dall'energia elettrica con cui viene alimentata.

La verifica del soddisfacimento degli obblighi si esegue sulla base dei fabbisogni di energia primaria dell'edificio. In presenza di una pompa di calore si considera come energia proveniente da fonte rinnovabile il calore utile generato al quale si sottrae il consumo di energia elettrica, moltiplicato per un opportuno fattore (2,174) che tiene conto del rendimento medio di conversione dell'energia primaria in energia elettrica. Qualora sia presente anche un'unità di produzione elettrica che sfrutta una fonte rinnovabile, per esempio un impianto fotovoltaico, ai fini dell'assolvimento degli obblighi viene considerata altresì l'energia prodotta da tale unità e utilizzata dalla PdC, anche in questo caso moltiplicata per il medesimo fattore caratterizzante l'efficienza di conversione dell'energia primaria in energia elettrica.

Energia elettrica

La potenza elettrica minima degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, misurata in kW, è calcolata secondo la seguente formula:

$$P = S/K$$

Dove S è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno, misurata in m^2 , e K è un coefficiente (m^2/kW) che assume i seguenti valori:

- $K = 80$, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- $K = 65$, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- $K = 50$, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017.

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (sia termiche che elettriche) realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi accedono agli incentivi statali previsti per la promozione delle fonti rinnovabili, limitatamente alla quota eccedente quella necessaria per il rispetto degli obblighi.

Conto termico e detrazioni fiscali

L'efficienza energetica è promossa, oltre che per mezzo dell'imposizione di standard normativi, attraverso l'incentivazione di interventi di riqualificazione. È possibile usufruire di una **detrazione** dall'IRPEF del 50% (fino a tutto il 2015) in 10 quote annuali per gli interventi di ristrutturazione. Tra quelli riguardanti l'aspetto energetico di un'abitazione si citano la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'acquisto di grandi elettrodomestici di classe A+ o superiore (D.Lgs. 201/2011, D.Lgs. 63/2013). Vi sono poi agevolazioni fiscali espressamente finalizzate al risparmio energetico che prevedono la detrazione del 65% (fino a tutto il 2015) delle spese sostenute. Gli interventi per cui è riconosciuta l'agevolazione che potrebbero favorire la diffusione della piattaforma di microgenerazione studiata sono i seguenti:

- la riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento;
- l'installazione di pannelli solari;
- la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

Gli interventi, essendo di ristrutturazione o riqualificazione, devono riguardare edifici già esistenti.

Vi è poi il meccanismo del “**Conto termico**” (DM 28/12/12), gestito dal GSE, che incentiva interventi di piccola dimensione per l’incremento dell’efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, tra cui:

- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti dotati di pompe di calore (in caso di fabbricati rurali la sostituzione può essere fatta con un impianto a biomassa);
- installazione di collettori solari termici (anche abbinati a sistemi di solar cooling);
- sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore.

Per ogni tecnologia si adotta uno schema di calcolo specifico al fine di determinare il valore dell’incentivo. Tutti gli interventi riportati sono riferiti a edifici già esistenti. Potrebbero quindi favorire l’installazione di un sistema innovativo in sostituzione di tecnologie tradizionali. Fa eccezione l’installazione dei collettori solari termici che può avvenire anche su edifici di nuova costruzione. In ogni caso, come già anticipato, gli impianti accedono agli incentivi che promuovono l’utilizzo di FER limitatamente alla quota eccedente quella necessaria al rispetto degli obblighi definiti dal decreto 28/11 [3].

1.3.3 Energia elettrica

Il costo unitario dell’energia elettrica per un cliente domestico in Italia dipende dal volume consumato annualmente e dalla potenza impegnata dal contratto di fornitura. Per i clienti in Maggior Tutela il prezzo è stabilito dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG); si differenzia in funzione del livello di tensione su cui è allacciato ciascun punto di prelievo (Bassa, Media ed Alta Tensione) e della destinazione d’uso (Usi Domestici, Usi Diversi da Abitazione e Illuminazione pubblica). Per l’utente domestico in maggior tutela il costo dell’energia è costituito da diverse componenti:

- Servizi di vendita che comprendono commercializzazione e vendita (PCV), dispacciamento (DISPbt parte fissa e variabile e PD), Energia (PE) e Componente di Perequazione. Questa parte della tariffa si suddivide in quota fissa e quota energia.
- Servizi di rete che comprendono i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e gli oneri generali di sistema (componenti tariffarie A, UC e MCT). Si suddividono in quota fissa, quota potenza e quota energia.
- Imposte, addizionali ed IVA.

La progressività della tariffa in base al consumo è operata tramite l’opportuna modulazione delle componenti per la remunerazione dei servizi di rete e degli oneri di sistema. Per l’utente domestico ci sono due possibili tariffe: la D2 di cui si può usufruire in abitazioni di residenza con potenza impegnata fino a 3 kW, e la D3 nelle abitazioni diverse da quelle di residenza oppure quando la potenza impegnata è superiore ai 3 kW. Per quanto riguarda i servizi di rete, la quota fissa, la quota potenza e la quota energia (differenziata per i diversi scaglioni di consumo) sono diverse a seconda della tariffa applicata, D2 o D3.

Tariffa	Quota	Servizi di vendita	Servizi di rete	Oneri	TOTALE no imposte	TOTALE
D2	Fissa (€/anno)	17.42	6.12	-	23.54	25.89
	Potenza (€/kW/anno)	-	5.72	0.23	5.96	6.55
D3	Fissa (€/anno)	22.90	20.68	-	43.58	47.93
	Potenza (€/kW/anno)	-	15.58	0.23	15.81	17.40

Tabella. 1.3: Esempio **costi fissi** in bolletta per due abitazioni di residenza con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2) e maggiore di 3 KW (tariffa D3). Tabella elaborata in base ai dati AEEG sulle tariffe domestiche per clienti in maggior tutela.

Tariffa	Scaglione kWh/anno	Servizi di vendita	Servizi di rete	Oneri	TOTALE no imposte	TOTALE [c€/kWh]
D2	da 0 a 1800	8.7	0.5	3.9	13.1	16.7
	da 1801 a 2640	9.1	4.2	5.7	18.9	23.1
	da 2641 a 4440	9.5	8.2	8.1	25.7	30.6
	oltre 4440	9.9	12.4	8.1	30.4	35.7
D3	da 0 a 1800		2.5		19.2	23.4
	da 1801 a 2640		4.2	8.1	20.9	25.3
	da 2641 a 4440	8.6	8.2		24.9	29.7
	oltre 4440		12.4		29.2	34.4

Tabella. 1.4: Esempio **costi variabili** in bolletta per due abitazioni di residenza con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2) e maggiore di 3 KW (tariffa D3) espressi in c€/kWh relativi al III trimestre 2014. Tabella elaborata in base ai dati AEEG sulle tariffe domestiche per clienti in maggior tutela.

Consumo annuo [kWh]	Tariffa	Totale quote fisse [€]	Totale quota energia [€]	TOTALE [€]	Differenza D3-D2 [€]	c€/kWh
2400	D2	46	439	484	189	20.2
	D3	100	573	673		28.1
2700	D2	46	513	558	193	20.7
	D3	100	652	752		27.8

Tabella. 1.5: Confronto tra **spesa annua** di un utente con tariffa D2 e uno con tariffa D3 con lo stesso consumo annuale. Il confronto è ripetuto per due diversi scaglioni di consumo. Tabella elaborata in base ai dati AEEG sulle tariffe domestiche per clienti in maggior tutela.

Come si nota dalle tabelle, la tariffa D3 prevede componenti più elevate per quanto riguarda le parti variabili dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema e per le quote fisse dei servizi di vendita e dei servizi di rete.

Un cliente che abbia una potenza impegnata superiore a 3 kW riscontrerà una spesa maggiore rispetto ad un cliente che, pur consumando la stessa quantità di energia in un anno, ha un contratto da 3 kW. Prendendo come riferimento le condizioni economiche per i clienti del Servizio di maggior tutela nel quarto trimestre del 2014, la differenza consiste in circa 190 €/anno, che si possono tradurre in circa 8 c€/kWh se spalmati su tutto il volume prelevato. Qualora i consumi annuali (in presenza di scambio sul posto si considera la differenza tra prelievi e immissioni) rientrino nel primo o nel secondo scaglione, riuscire a evitare picchi di prelievo che superino i 3 kW permette di usufruire della tariffa D2 e ottenere un significativo vantaggio economico. Evitare tali picchi, che comunque possono superare la potenza impegnata per il 25% prima di causare il distacco dalla rete, è quindi uno degli obiettivi che si intendono raggiungere per mezzo dell'ottimizzazione energetica dell'abitazione.

Si ricorda inoltre che gli scaglioni di consumo vengono definiti su base mensile o bimestrale: il consumo del periodo considerato è proiettato su un anno e da quest'operazione si ricavano le quote di energia da fatturare in ciascuno scaglione. In caso di una variazione accentuata dei consumi elettrici nei diversi periodi dell'anno è possibile quindi che una quota dell'energia venga fatturata in scaglioni elevati anche se a livello annuale i consumi rientrano in uno scaglione inferiore.

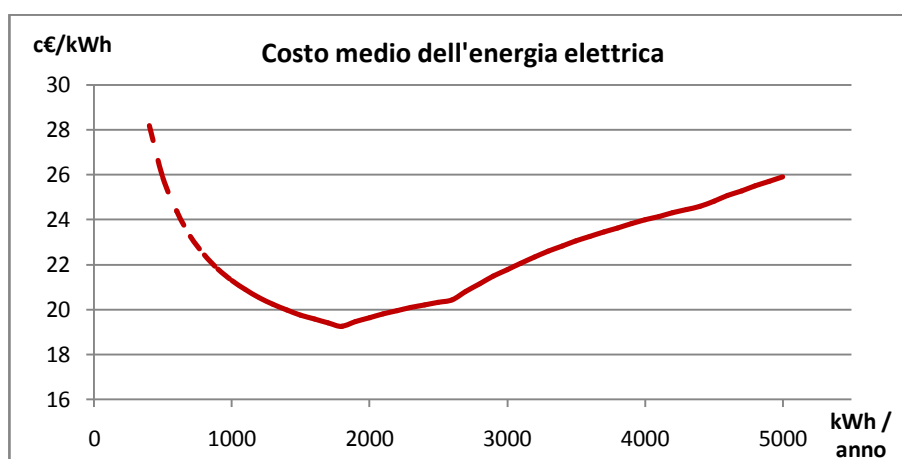


Figura 1.3: Andamento del costo medio del kilowattora in funzione del consumo annuale per un utente con tariffa D2.

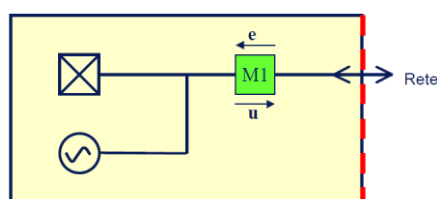
1.3.4 Scambio sul posto

L'impianto considerato nel presente lavoro è costituito, tra gli altri componenti, da un'unità di microgenerazione e da un impianto fotovoltaico. Entrambi generano energia elettrica la cui gestione è demandata ad HECU. Quest'unità, come sarà chiaro in seguito, privilegia l'autoconsumo istantaneo, tuttavia sarà quasi sempre presente un

flusso di energia elettrica da o verso la rete. Per gestire gli scambi si può allora usufruire del servizio di scambio sul posto (SSP).

Il SSP è una particolare forma di autoconsumo che consente di equiparare l'energia elettrica prodotta, immessa in rete e successivamente riprelevata, all'energia prodotta e autoconsumata istantaneamente in sito, a meno di un corrispettivo pagato per l'utilizzo della rete. È un servizio opzionale attivabile su richiesta del soggetto avente titolo. Per accedere a questo servizio è indispensabile rispettare i criteri di seguito analizzati:

- gli impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica devono essere sottesi ad un **unico punto di connessione** con la rete;



- l'utente dello scambio deve essere un **cliente finale** (libero o in maggior tutela) o un soggetto mandatario del cliente finale, qualora quest'ultimo operi sul libero mercato,
- l'utente dello scambio deve essere **controparte del contratto di acquisto** riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- possono usufruire del servizio gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con una **potenza massima di 200 kW**, se entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007 (legge n. 244/07 e decreto ministeriale 18 dicembre 2008);
- per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento vale il medesimo limite di potenza come definito dal decreto legislativo n. 20/07.

Struttura dello scambio sul posto

L'utente del servizio acquista l'intera quantità di energia elettrica prelevata dalla rete dall'impresa di vendita che, per gli aventi diritto, può essere costituita dal venditore di maggior tutela. L'utente sigla la convenzione di scambio sul posto con il GSE e quest'ultimo prende in consegna l'intera quantità di energia elettrica immessa in rete e provvede a regolare con le imprese distributrici e con Terna i contratti di distribuzione, trasmissione e dispacciamento.

L'energia elettrica è immessa in rete in momenti e quantità differenti da quella prelevata. Su base annuale solare viene quindi valutato il valore economico dell'energia immessa e quello dell'energia prelevata, quest'ultimo al netto degli oneri associati ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e di dispacciamento (comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché delle componenti A, UC ed MCT). Qualora l'energia immessa abbia un valore inferiore a quella prelevata viene riconosciuto all'utente dal GSE l'intero valore dell'energia immessa

attraverso il contributo di scambio (Cs). In caso contrario, quindi se il valore dell'energia immessa è superiore a quello dell'energia prelevata, il GSE riconosce all'utente, attraverso il contributo di scambio, solo una quota pari al valore dell'energia prelevata. La differenza di valore viene corrisposta come credito da utilizzare negli anni solari successivi oppure viene liquidata, ma non fa parte del contributo di scambio.

Oltre che dalla componente sopra descritta, che costituisce la compensazione economica dell'energia immessa in rete, il contributo di scambio è costituito da una seconda quota che rappresenta il vero e proprio incentivo alla generazione distribuita intrinseco nello scambio sul posto. Il GSE provvede, per una quota di energia pari al massimo a quella prelevata, alla restituzione dei corrispettivi tariffari relativi all'utilizzo della rete (trasmissione, distribuzione e dispacciamento) e delle componenti A e UC (solo nel caso di EE generata da fonti rinnovabili). Non è invece prevista la restituzione dei corrispettivi di vendita e delle imposte poiché relativi all'energia consumata, non a quella prelevata. La parte rimborsabile è detta corrispettivo unitario ed è un valore forfetario calcolato ogni anno. Ne consegue che, se si esclude l'effetto delle componenti non rimborsabili, l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata, dal punto di vista economico, è come se fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente. Le componenti tariffarie restituite sono quelle riferite agli scaglioni di consumo più elevati. Nella Figura 1.4 è riportato un esempio in cui i prelievi complessivi ricadono nel terzo scaglione di consumo. La quantità di energia prelevata ai fini del calcolo dello scaglione di consumo è la differenza tra il volume totale prelevato e il volume scambiato. Ciò che rimane in capo all'USSP (utente dello scambio sul posto) sono quindi le componenti tariffarie relative agli scaglioni più bassi.

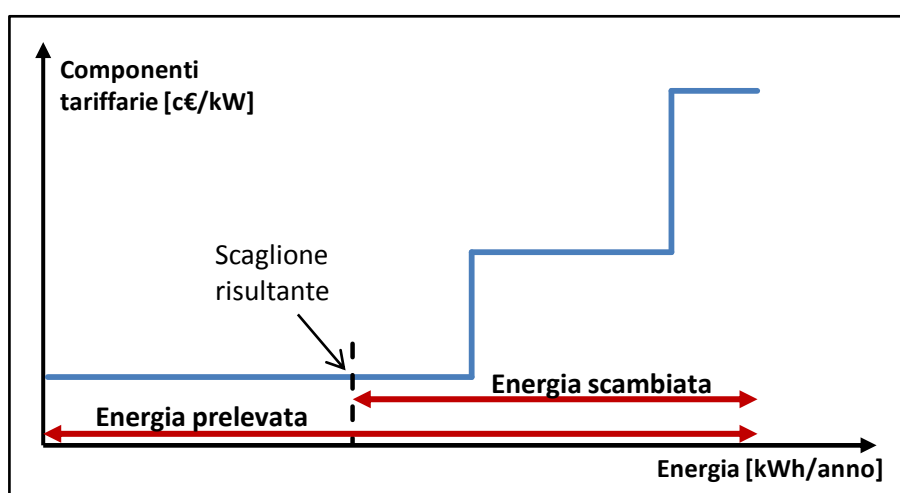


Figura 1.4 Esempio di determinazione dello scaglione di consumo e delle rispettive componenti tariffarie in presenza di scambio sul posto.

Riassumendo il contributo di scambio è calcolato come:

$$C_s = \min[O_E; C_{EI}] + CU_{Sf} \cdot E_S$$

Dove O_E è il valore espresso in euro dell'energia prelevata dalla rete, C_{EI} è il valore di quella immessa, CU_{Sf} è il corrispettivo unitario ed E_S l'energia scambiata.

Consumo [kWh/anno]	CU_{Sf}^{reti} [€/kWh]	CU_{Sf}^{ogs} [€/kWh]	CU_{PV} [€/kWh]	CU_{CHP} [€/kWh]
≤ 1.800	0.020	0.030	0.050	0.020
$1.800 < \text{consumo} \leq 2.640$	0.056	0.045	0.102	0.056
$2.640 < \text{consumo} \leq 4.440$	0.096	0.065	0.161	0.096
$\text{consumo} > 4.440$	0.138	0.065	0.203	0.138

Tabella. 1.6: Corrispettivi unitari di scambio forfetario annuale per l'anno 2013 pubblicati dall'AEEG. I valori si riferiscono ad una tariffa D2. I corrispettivi per l'impianto fotovoltaico sono stati calcolati supponendo una potenza nominale <20 kW e un limite massimo di CU_{Sf}^{ogs} di 76 €/MWh.

Criteria di calcolo nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultino collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP

E' consentito avvalersi del meccanismo dello SSP anche sottendendo ad un medesimo punto di connessione diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento purché:

- la potenza nominale complessiva non risulti superiore a 200 kW;
- tutti gli impianti siano collegati al medesimo punto;
- siano presenti, per tutti gli impianti, apparecchiature di misura volte alla valutazione della produzione di ciascuna unità.

Il calcolo del contributo in conto scambio a conguaglio, per il generico impianto, è definito dal "pro-quota" dell'energia elettrica annualmente prodotta [4], motivo per cui sono necessarie le apparecchiature di misura.

Applicazione dello SSP al caso in esame

La piattaforma di micro cogenerazione oggetto del presente lavoro può usufruire del servizio di scambio sul posto: il punto di connessione alla rete è unico, la potenza elettrica complessiva di cogeneratore e PV non supera i 200 kW e il cogeneratore, come valutato al paragrafo 1.3.6, è ad alto rendimento dato che non è prevista la dissipazione del calore prodotto da questo componente. Pertanto in funzione della proporzione tra consumi complessivi e produzione complessiva di energia elettrica, valutata su base annuale, possono verificarsi due casi:

1. La produzione è maggiore o uguale al consumo. In questo caso una quantità di energia elettrica pari a quella prelevata sarà soggetta al contributo di scambio.
2. La produzione è minore del consumo. In questo caso una quantità di energia elettrica pari a quella immessa in rete sarà oggetto del contributo di scambio.

A consuntivo si può considerare il corrispettivo di scambio come una riduzione del costo specifico dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

$$\text{costo acquisto EE } [\text{€/kWh}] = \text{costo reale EE} - \frac{CU \cdot EE_{\text{scambiata}}}{EE_{\text{acquistata}}}$$

Tale riduzione del costo del kWh acquistato sarà tanto maggiore quanto più grande è il volume di energia scambiata e quanto più piccolo è il volume acquistato.

Questa virtuale riduzione del prezzo può essere considerata, oltre che a consuntivo, anche nella logica giornaliera di ottimizzazione con la seguente logica:

- al termine del primo anno di esercizio si rileva il valore del CU ;
- si stima per l'anno successivo il volume di EE prelevata e l'energia scambiata;
- si valuta quindi la diminuzione del costo del kilowattora ottenuta come sopra riportato.

A seguito di quest'operazione si ottiene una riduzione del costo di acquisto dell'EE sia nelle fasce di picco che in quelle fuori picco. Rimane dunque conveniente prelevare energia nelle fasce orarie *off-peak*. Resta anche la convenienza della generazione di energia elettrica nei momenti in cui il prezzo zonale orario è più alto. Pertanto rimarrebbero inalterati i vantaggi per la rete elettrica derivanti dalla generazione distribuita controllabile e dalla partecipazione della domanda.

Inserire nell'algoritmo il costo dell'EE modificato permette di considerare nella logica di ottimizzazione la presenza dello scambio sul posto. Tuttavia l'apparente riduzione di costo, per quanto di piccola entità, porta il sistema a prelevare più EE dalla rete e a diminuire quindi la produzione in sito. Ciò causa una riduzione del volume di energia venduto alla rete e una conseguente modifica del rapporto $EE_{\text{scambiata}} / EE_{\text{acquistata}}$. La riduzione di costo introdotta dipende da questo rapporto, il quale a sua volta dipende dal costo dell'energia elettrica.

Per evitare la penalizzazione della produzione in sito è possibile distribuire il vantaggio economico derivante dallo scambio sul posto sia sull'energia acquistata che su quella immessa in rete. Quindi, oltre che ridurre il costo di acquisto, si definisce un prezzo zonale orario fittizio maggiore di quello reale. Il sistema, anche se vedrà un aumento dei prelievi dalla rete, compenserà tale aumento con un incremento delle immissioni. Ipotizzare il valore dei volumi di energia scambiata diventa quindi più semplice poiché includere gli effetti dello scambio sul posto nell'ottimizzazione non causa una significativa variazione del rapporto tra energia immessa e prelevata.

In ogni caso, per tener conto del SSP nel reale funzionamento del sistema, è necessario definire a priori i volumi scambiati e prelevati complessivamente in un anno per mezzo di una simulazione.

1.3.5 Pompe di calore

Le tariffe dell'energia elettrica in Italia presentano degli incentivi che pregiudicano l'efficienza energetica degli edifici. La principale distorsione che attualmente è possibile ravvisare consiste nella progressività della tariffa domestica in base al consumo, operata tramite la modulazione delle componenti per la remunerazione dei servizi di rete e degli oneri di sistema. La struttura progressiva della tariffa domestica era stata introdotta negli anni settanta con finalità sociali e di contenimento dei consumi elettrici a seguito della crisi energetica del 1973. Un secondo ostacolo è costituito dall'agevolazione concessa ai clienti domestici con potenza impegnata pari a 3 kW illustrata al paragrafo 1.3.3.

L'installazione di una pompa di calore per la climatizzazione invernale di un'abitazione porta, in assenza di altri mezzi per la produzione di calore, ad un maggior consumo di energia elettrica. Soprattutto in presenza di un elevato fabbisogno di energia, il cliente elettrico domestico che faccia uso di pompe di calore, risconterà la fatturazione di una quota rilevante dei prelievi di energia elettrica negli scaglioni di consumo più elevati. Quindi, per effetto dell'andamento progressivo della tariffa, i corrispettivi unitari applicati saranno maggiori. Per far fronte al fabbisogno congiunto delle utenze elettriche tradizionali e della pompa di calore, può essere inoltre necessaria la modifica del contratto di fornitura dell'energia elettrica aumentando la potenza impegnata. Ne deriva un ulteriore incremento del costo del kWh e della quota fissa della bolletta. La diffusione delle pompe di calore può essere quindi limitata dai maggiori costi, sia fissi sia variabili, della fornitura di energia elettrica.

Per l'impiego di un impianto con pompa di calore destinato alla climatizzazione invernale, la Delibera 30/2008 dell'AEEG (aggiornando la Delibera n. 348/07, successivamente modificata sull'argomento anche dalla Delibera 56/10) ha perciò introdotto la possibilità, in luogo dell'eventuale potenziamento del contratto primario, di installare un secondo contatore con la tariffa BTA (Bassa Tensione Altri Usi). A differenza della normale tariffa con prezzo variabile in funzione dello scaglione di consumo, la tariffa BTA prevede una quota energia indipendente dalla quantità consumata. Nel caso dell'applicazione a cliente residenziale la tariffa BTA gode inoltre dell'IVA agevolata al 10% (come anche la D2 e la D3).

L'installazione di un secondo contatore dedicato può allora rappresentare un vantaggio economico in quanto, pur a fronte di un maggiore costo in bolletta relativo ad una seconda quota fissa, permette però di ovviare sia all'incremento del prezzo del kWh per effetto del più alto consumo (tariffa a scaglioni), sia alla maggiorazione della quota fissa dovuta al probabile aumento della potenza impegnata. Tuttavia nell'abitazione in questione la pompa di calore rappresenta solo uno dei componenti che influenzano il bilancio di energia elettrica dell'edificio: vi sono anche l'impianto fotovoltaico e il cogeneratore. L'eventuale installazione di un secondo contatore

violerebbe una delle condizioni necessarie ad accedere al servizio di scambio sul posto: l'unicità del punto di connessione di tutti gli impianti di consumo e produzione di energia elettrica con la rete. Pertanto si perderebbero i vantaggi derivanti dall'autoconsumo, istantaneo e differito, di energia elettrica. Inoltre, vista la presenza di produzione in loco di energia elettrica viene meno la necessità di un aumento della potenza del contratto di fornitura. Non è quindi conveniente l'installazione del contatore BTA per il sistema considerato.

Attualmente è in corso una sperimentazione tariffaria proposta dall'AEEG, che si concluderà nel dicembre 2015, che dà la possibilità agli utenti che utilizzano una PdC come unico sistema di riscaldamento di usufruire della tariffa D1-PdC al posto della tariffa D3. Tale tariffa, come la BTA, prevede componenti tariffarie indipendenti dallo scaglione di consumo. A differenza della BTA, non è necessaria l'installazione di un secondo contatore e si risparmia così il costo legato ad un punto di prelievo aggiuntivo. Anche la tariffa D1 tuttavia non può essere applicata al sistema considerato vista la compresenza di più unità di produzione di calore.

1.3.6 Cogenerazione ad alto rendimento

Definita con il decreto legislativo 20/07 che recepisce la direttiva europea 2004/8/CE (sostituita poi dalla direttiva 2012/27/UE), la cogenerazione ad alto rendimento identifica la produzione combinata di energia elettrica e calore in quegli impianti che garantiscono un significativo risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata. Il metodo applicato in Italia per definire la cogenerazione ad alto rendimento consta di due fasi [5]: innanzitutto si calcola la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa e, successivamente, si verifica se tale quantità è cogenerativa ad alto rendimento. Negli impianti con un rendimento medio annuo di primo principio pari o superiore al 75% (nel caso di turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile) o all'80% (nel caso di ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento) tutta l'energia elettrica prodotta è considerata cogenerativa. In caso contrario il volume di EE cogenerativa corrisponde all'energia elettrica che l'impianto produrrebbe se, a pari calore prodotto, funzionasse con l'indice elettrico (rapporto tra energia elettrica e calore prodotti: $C = EE/Q$) di massimo recupero termico. Tale indice è definito dal Ministero dello sviluppo economico secondo l'impianto considerato. Il rendimento medio annuo dipende, oltre che dalle caratteristiche della macchina, dalla quota effettivamente utilizzata dell'energia prodotta. Una dissipazione del calore generato è quindi causa di una riduzione di tale rendimento. Una volta definita la quantità di energia elettrica da considerarsi cogenerativa si valuta se sia anche cogenerativa ad alto rendimento tramite l'indice PES (Primary Energy Saving). Tale indice si calcola come:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{E_{el}}{E_{comb}} \cdot \frac{1}{\eta_{el\ ref}} + \frac{E_{th}}{E_{comb}} \cdot \frac{1}{\eta_{th\ ref}}} = 1 - \frac{E_{comb}}{\eta_{el\ ref} E_{el} + \eta_{th\ ref} E_{th}}$$

dove E_{el} e E_{th} sono rispettivamente la produzione elettrica e termica del cogeneratore ed E_{comb} è l'energia del combustibile in ingresso. $\eta_{el\ ref}$ e $\eta_{th\ ref}$ sono invece i rendimenti di riferimento per la produzione separata.

Un impianto, o una sua parte, per essere definito cogenerativo ad alto rendimento deve avere un PES superiore ad un valore minimo che in generale è il 10% ma per gli impianti di microcogenerazione è pari a zero. Una volta riconosciuta come cogenerativa ad alto rendimento un'unità gode dei seguenti vantaggi:

- la priorità, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto solo per CAR con potenza minore o uguale a 200 kW;
- parziale defiscalizzazione del combustibile;
- la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica, come definite dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 99/08.

Defiscalizzazione del combustibile

Il gas naturale destinato alla combustione per usi civili, industriali e nel settore dei trasporti è sottoposto a:

- Accisa, il cui valore per uso civile varia in base allo scaglione di consumo. Lo stesso vale per gli usi industriali. (D.Lgs. 26/10/1995 n. 504 ("Testo Unico delle Accise"), allegato I)
- Imposta addizionale regionale, il cui valore varia a seconda dell'uso e può variare o meno in base allo scaglione di consumo. In alcune regioni (tra cui la Lombardia) quest'imposta non è più dovuta.
- IVA la cui aliquota varia a seconda dell'uso cui si destina il gas naturale e dello scaglione di consumo. Per gli usi civili è posta al 10% per consumi fino a 480 m³/anno mentre al 22% per consumi maggiori. (D.P.R. 26/10/1972 n.633 e successive modifiche ed integrazioni).

Il gas naturale destinato ad uso cogenerativo gode di due agevolazioni rispetto a quello per uso domestico:

- L'imposta addizionale regionale viene ridotta a 0,045 c€/m³ dal suo valore iniziale che, per un consumatore domestico tipico (1400 m³/anno) è di 17 c€/m³. Quest'agevolazione è però concessa solo su una quantità di gas pari a 0,25 Sm³ per ogni kWh elettrico prodotto dal cogeneratore.
- Secondo vantaggio è la riduzione dell'IVA dal 22% al 10% valore applicato a tutti i casi in cui il gas naturale è destinato alla produzione elettrica.

Valutazione CAR nel caso in esame

Nel caso considerato il cogeneratore è un motore a combustione interna i cui rendimenti medi sono:

- $\eta_{el} = 24\%$
- $\eta_{th} = 64\%$

Il rendimento di primo principio supera il 75% pertanto, qualora non si operi una dissipazione del calore prodotto, tutta l'energia elettrica prodotta è considerata cogenerativa. Al fine del calcolo del PES i valori di riferimento per il gas naturale e per impianti costruiti dopo il 2006 sono:

- $\eta_{el\ rif} = 52,5\%$
- $\eta_{th\ rif} = 90\%$

Ne deriva un PES pari a 0,14 quindi maggiore del minimo che, per impianti di micro cogenerazione, è pari a zero. Il microcogeneratore si può dunque considerare ad alto rendimento e godrà pertanto dei suddetti vantaggi.

Capitolo 2

Smart Grids e Energy Management

2.1 Smart Grid

Sviluppo dell'attenzione alle tematiche ambientali

Nel 1997 è stato redatto il protocollo di Kyoto con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra riferendosi ai valori registrati nel 1990. L'Italia e gli altri stati membri dell'Unione Europea lo hanno ratificato nel 2002 e nel 2005, quando i paesi firmatari sono arrivati a rappresentare il 55% delle emissioni globali di gas serra, è entrato in vigore. Al fine di ridurre le emissioni di CO₂ equivalente i paesi firmatari dovevano ricorrere principalmente a misure interne, cioè interventi da attuare sul territorio nazionale. Tali misure, oltre ad interessare il settore agricolo, quello dei rifiuti, dei trasporti, e della produzione industriale, riguardavano in gran parte il settore energetico e si possono riassumere in alcuni punti:

- miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di produzione di energia;
- miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali;
- promozione dell'utilizzo di impianti di cogenerazione;
- diversificazione del mix energetico del paese.

L'Unione Europea ha inoltre introdotto degli obiettivi non vincolanti per i Paesi membri, in aggiunta a quelli fissati dal protocollo di Kyoto. È intervenuta in materia di efficienza energetica degli edifici, ha definito la cogenerazione ad alto rendimento e ha promosso l'efficienza negli usi finali dell'energia con direttive emesse nei primi anni 2000 e recepite in Italia alcuni anni dopo. L'UE è stata guidata nelle sue scelte, oltre che dall'attenzione alle tematiche ambientali, anche da motivazioni economiche e politiche; si è ritenuta necessaria la diversificazione del mix di approvvigionamento energetico, quindi la riduzione del peso dell'utilizzo di combustibili fossili tra le fonti di energia primaria, al fine di ridurre la dipendenza dalle importazioni e di salvaguardarsi dalla volatilità dei prezzi che caratterizza in particolare il petrolio. Ciò è evidente soprattutto per l'Italia dove nel 2012 l'82% del fabbisogno energetico è stato coperto dalle importazioni [6]. Tali considerazioni hanno portato alla definizione degli obiettivi europei cosiddetti 20-20-20. L'Unione Europea si è proposta di raggiungere entro l'anno 2020:

- una riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto a quelle registrate nel 1990;
- una produzione di energia da fonti rinnovabili (FER) pari al 20% dei consumi lordi;
- una riduzione dei consumi del 20% rispetto alle stime per gli anni futuri.

A tal fine sono state emanate direttive riguardanti numerosi temi tra cui le fonti energetiche rinnovabili, l'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni di CO₂. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili l'UE ha ripartito l'onere del raggiungimento dell'obiettivo tra i diversi Paesi membri. L'obiettivo assegnato all'Italia consiste nel raggiungimento di una quota di energia prodotta da fonte rinnovabile pari al 17% del consumo finale di energia. Per raggiungere tale obiettivo è quindi possibile, oltre che aumentare la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile, diminuire i consumi finali di energia. Il piano di azione nazionale (PAN) definisce in dettaglio le azioni da intraprendere volte all'ottenimento di tali risultati. Se negli ultimi anni si è fatto moltissimo nel campo delle rinnovabili elettriche, raggiungendo nel 2012 il 30,8% della produzione elettrica lorda da FER [7], rimane più strada da percorrere nel settore delle rinnovabili termiche (vedi Figura 2.1) e nei trasporti in cui l'apporto da FER non ha ancora raggiunto gli obiettivi prefissati [8].

Per quanto riguarda la riduzione dei consumi l'UE non definisce obiettivi vincolanti ma invita ogni stato membro a stabilire dei traguardi nazionali. L'Italia lo aveva già fatto nel Piano d'azione nazionale definito nel 2007, poi aggiornato nel 2011 e nel 2014. La Strategia Energetica Nazionale (SEN) inoltre fissa obiettivi che superano quelli espressi dalle direttive europee. L'efficienza energetica che, permettendo di ridurre i consumi di energia primaria consente di limitare anche le emissioni e le importazioni, è quindi un mezzo che concorre all'ottenimento dei risultati in tutti i campi considerati.

Se si analizzano i consumi energetici a livello globale si può rilevare un aumento del consumo complessivo di energia ma anche un aumento della penetrazione dell'energia elettrica. Anche in Italia, dove negli ultimi anni si è registrata una contrazione dei consumi energetici, si prevede che la penetrazione dell'energia elettrica continuerà a crescere [9]. Tale andamento è motivabile in virtù dei vantaggi che tale forma di energia offre: la facilità di trasporto e di distribuzione, la sicurezza e l'assenza di

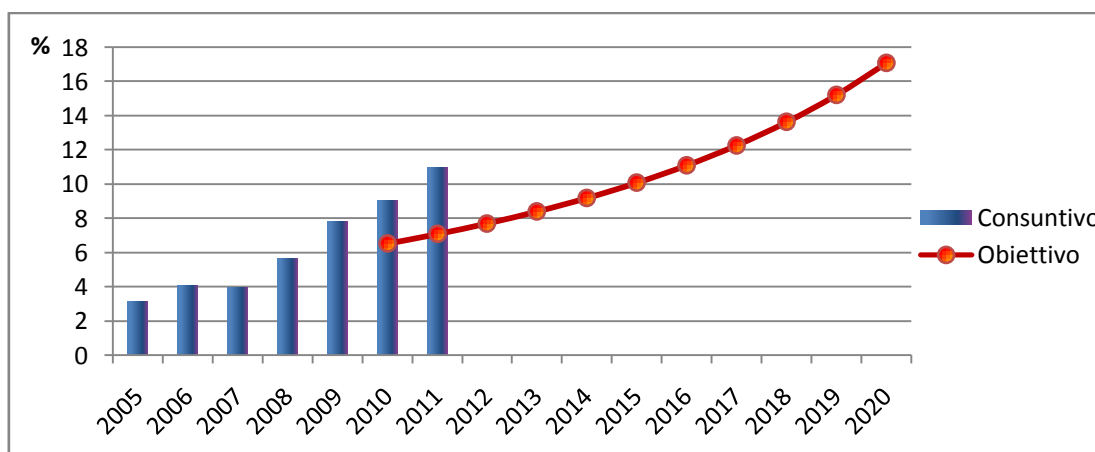


Figura 2.1: Quota nazionale di energia da fonte rinnovabile nel consumo finale lordo nel settore riscaldamento e raffrescamento. Elaborato in base al monitoraggio statistico SIMERI

emissioni inquinanti nel luogo di utilizzo. Dall'essere una novità alla fine dell'ottocento è passata ad essere una comodità, fino a diventare una necessità da ormai diversi decenni.

Il sistema elettrico italiano, non dissimile da quello di numerosi Paesi europei, ha incominciato a cambiare la sua struttura di base rispetto a quella esistente fino a pochi anni fa: fino all'inizio degli anni duemila era caratterizzato da una produzione centralizzata, da un sistema di trasmissione in grado di trasportare energia su lunghe distanze, un sistema di distribuzione, con funzione di collegamento tra trasmissione e utenti, e dai centri di consumo, generalmente non collocati in corrispondenza dei siti di produzione. La produzione, per la maggior parte demandata ad un esiguo numero di impianti termoelettrici e per una quota minoritaria a grandi impianti idroelettrici, era caratterizzata da una completa programmabilità. La rete di distribuzione era di tipo passivo: trasportava energia in un'unica direzione e non era in grado di raccogliere informazioni. Il fabbisogno di energia elettrica, pur non essendo programmabile, era, e lo è tutt'oggi, previsto tramite appositi modelli. La struttura portante del sistema elettrico ad oggi non è mutata, tuttavia l'emergere di numerosi cambiamenti, che finora hanno causato modifiche marginali, potrà condurre a trasformazioni più radicali.

Questi cambiamenti infatti hanno portato all'insorgere di problemi nella gestione del sistema elettrico che possono sommarsi al maggior stress generato dall'aumento della domanda di energia elettrica (anche se quest'ultimo problema non affligge in modo grave l'Italia). I cambiamenti più evidenti riguardano la diffusione della generazione distribuita e l'ampio sfruttamento delle fonti rinnovabili e le difficoltà sorte si possono così riassumere:

- Lo sfruttamento dell'energia eolica e di quella solare rende la produzione elettrica soggetta a oscillazioni causate dall'intermittenza con cui queste fonti sono disponibili.
- L'elevato numero di unità di produzione rende più difficile il controllo centralizzato del sistema elettrico.
- Si riscontra una variazione della distanza tra luoghi di produzione e siti di consumo dell'energia elettrica: da una parte la generazione distribuita riduce il percorso che l'energia elettrica deve compiere prima di essere utilizzata, dall'altra l'installazione di grandi parchi eolici, spesso localizzati lontano dai centri di consumo, aumenta tale distanza.

I seguenti paragrafi proseguono con un'analisi più dettagliata.

2.1.1 Generazione distribuita

Per generazione distribuita (GD) si intende la produzione di energia elettrica per mezzo di unità connesse direttamente, o attraverso l'impianto di un utente, alla rete di distribuzione. La produzione è caratterizzata in ogni caso dalla collocazione in prossimità dell'utenza e possono essere utilizzate a questo scopo tecnologie che prevedono lo sfruttamento di combustibili fossili, per esempio motori a combustione

interna e microturbine a gas, oppure tecnologie che sfruttano fonti rinnovabili, come impianti PV, turbine eoliche, mini idroelettrico e impianti a biomassa.

La configurazione attuale del sistema elettrico, con una produzione centralizzata e una sviluppata rete di trasmissione e distribuzione è il frutto di un'evoluzione avvenuta nel corso dei decenni e guidata essenzialmente dalle seguenti considerazioni: le centrali di grande taglia hanno un maggior rendimento, in assetto di sola generazione elettrica, rispetto a impianti più piccoli; è dunque possibile, a parità di combustibile, produrre energia elettrica a costi marginali inferiori. Le economie di scala inoltre influiscono sui costi di investimento che, in proporzione, risultano minori per gli impianti di grande taglia. Il costo del kilowattora prodotto risulta quindi minore anche per questa seconda ragione. Sebbene la configurazione attuale necessiti di una rete di trasmissione molto sviluppata alla quale sono associati elevati costi di investimento e di gestione, tale rete rende possibile trasportare potenza attiva anche su lunghe distanze con perdite limitate.

Dunque, i minori rendimenti e i maggiori costi specifici di investimento rendono la generazione elettrica da fonti tradizionali in impianti di piccola taglia non conveniente. Tuttavia la generazione distribuita presenta un vantaggio: può soddisfare contemporaneamente domanda elettrica e fabbisogno di calore. Tale prerogativa è propria degli impianti situati in corrispondenza di un'utenza termica poiché, dal punto di vista tecnico-economico, il trasporto del calore su lunghe distanze è impraticabile. È dunque possibile che il costo dell'energia elettrica prodotta in queste condizioni sia inferiore a quello dell'energia generata in centrali di grande taglia, poiché viene meno la necessità di produrre calore per via separata. In altri termini il risparmio consegue da un miglior sfruttamento dell'energia chimica del combustibile: si sfrutta il calore ad alta temperatura generato dalla combustione per alimentare un ciclo termodinamico destinato alla produzione di energia meccanica; si soddisfa invece il carico termico con il calore a bassa temperatura proveniente dal medesimo ciclo riducendo così le irreversibilità del processo di produzione del calore e raggiungendo un rendimento di primo principio maggiore.

La GD presenta inoltre il vantaggio di ridurre le perdite dovute al trasporto dell'energia elettrica e all'innalzamento o abbassamento di tensione. Infatti, il maggior volume generato localmente riduce la quantità di energia che deve transitare sulle linee ad un livello di tensione superiore rispetto a quello cui è collegato l'impianto. Lo stesso si può dire per le perdite di trasformazione, dipendenti anch'esse dall'entità dei flussi energetici in gioco. Sulla rete a cui è collegato l'impianto il risultato della generazione distribuita è meno scontato: le perdite possono diminuire se l'energia immessa in rete è inferiore a quella assorbita dalle utenze connesse alla stessa linea; in questo caso infatti il percorso compiuto dalla corrente elettrica è generalmente breve; le perdite possono invece aumentare in presenza di numerosi impianti di GD che immettono in rete una quantità di energia eccedente il fabbisogno locale: maggiori quantità e maggiori distanze percorse incrementano la potenza dissipata.

In Italia la GD ha seguito due principali direttrici di sviluppo: da una parte impianti termoelettrici che soddisfano la richiesta locale di energia elettrica e calore; dall'altra impianti alimentati da FER che sfruttano risorse energetiche che sono distribuite sul

territorio. Nel primo caso più che di generazione distribuita, che in generale non può competere con la generazione centralizzata, si deve quindi parlare di cogenerazione distribuita. Rimane sensato parlare di generazione distribuita puramente elettrica nel caso di sfruttamento di risorse rinnovabili.

Anche con impianti di taglia molto piccola, adatti ad applicazioni residenziali, si può raggiungere la convenienza economica. I vantaggi derivanti dalla contemporanea produzione di calore ed energia elettrica permettono in questo caso di compensare i maggiori costi dovuti anche all'utilizzo di combustibili pregiati, come il gas naturale, con cui si è costretti ad alimentare tali unità, condizione invece non necessaria per impianti di taglia maggiore.

2.1.2 Criticità del sistema elettrico

Lo sviluppo dello sfruttamento di FER e la diffusione della GD hanno prodotto alcune difficoltà nella gestione del sistema elettrico:

- la produzione non controllabile da FER costringe le centrali che forniscono la riserva primaria e secondaria a compensare, oltre alle fluttuazioni della domanda, anche quelle causate dalla produzione delle unità non programmabili. Infatti, la carenza di informazioni riguardo la loro localizzazione sul territorio e il loro numero elevato impediscono di prevedere accuratamente l'output elettrico di tali impianti.
- L'efficienza con cui operano i grandi impianti a gas, che sono i più adatti a compensare eventuali sbilanciamenti tra produzione e domanda, cala poiché sono costretti a funzionare a carico parziale e in transitorio. Ne conseguono maggiori costi variabili e maggiori consumi di energia primaria.
- L'elevato numero di unità di produzione rende il controllo centralizzato non fattibile. Attualmente anche le unità di generazione distribuita alimentate a combustibili fossili, che in via di principio sono programmabili, operano senza una coordinazione con il sistema elettrico, generalmente inseguendo il fabbisogno termico locale. Dunque alle oscillazioni nella produzione elettrica dovute all'output non programmabile dei grandi parchi eolici e della GD alimentata da fonti rinnovabili si aggiungono anche le fluttuazioni causate dall'operazione in modalità inseguimento termico delle unità di cogenerazione.
- Queste oscillazioni, oltre a rendere difficile la previsione della quantità di energia da offrire sul MGP, causano un aumento della riserva che il TSO deve acquistare sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). La maggior quota di energia prodotta da FER e GD implica una diminuzione dell'energia prodotta da impianti programmabili. Ne deriva quindi una maggior difficoltà nella costituzione dei margini di riserva e un aumento dei costi di dispacciamento.
- Inoltre la rete elettrica di distribuzione è stata progettata per gestire flussi di energia unidirezionali. Questa condizione non è più verificata quando a tale rete sono allacciate numerose unità di generazione.

Tutti i fattori descritti contribuiscono a rendere più problematico garantire stabilità e sicurezza del sistema nonché una qualità della potenza che soddisfi gli standard richiesti. In Italia l'AEEG ha inizialmente fatto fronte a tali problemi definendo:

- le modalità per la remunerazione della mancata produzione eolica;
- i servizi di rete che le unità di produzione eolica devono fornire;
- le nuove disposizioni in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti alimentate da FER non programmabili, introducendo un meccanismo premiante in materia di programmazione di tali unità.

Dal 2013, ha quindi regolato i servizi di dispacciamento forniti da impianti non programmabili [10].

In futuro anche gli impianti di piccola taglia dovranno contribuire alla gestione del sistema elettrico: già oggi la potenza complessiva delle unità di generazione distribuita non è più trascurabile. Si quindi prospetta un passaggio dalla situazione attuale, in cui gli impianti GD sono stati integrati nel sistema esistente ma del quale sono unità passive, ad una nel prossimo futuro, in cui si instaurerà un coordinamento tra il sistema di produzione centralizzato e quello distribuito, fino eventualmente a giungere in tempi più lunghi all'utilizzo della GD come principale fonte di energia elettrica [11].

2.1.3 Sviluppi futuri

Demand response

Al fine di contribuire alla stabilità e all'efficienza della futura rete elettrica, un aspetto fondamentale sarà la partecipazione della domanda alla gestione del sistema (*DR = demand response*). Con partecipazione della domanda si intende la capacità di utenze elettriche di modificare il loro comportamento in risposta a segnali provenienti dalla rete o dal mercato elettrico. Si introduce la possibilità di modulare e spostare l'utilizzo dell'energia elettrica da momenti di picco di domanda ad orari di bassa richiesta. In tal modo non si demanda l'onere del bilanciamento del sistema elettrico interamente alle unità di produzione. A tal fine, il più semplice segnale utilizzabile è costituito dal prezzo dell'energia elettrica: l'utenza sfasabile preferirà consumare energia quando il prezzo è basso mentre eviterà di prelevarla quando il prezzo è alto.

I segnali di prezzo in Italia già esistono e sono costituiti dalle tariffe dei servizi di vendita che possono essere differenziate per fasce orarie. Tuttavia le fasce orarie oggi non riflettono il reale andamento della domanda di energia elettrica: l'esempio più evidente si ha durante le ore serali, comprese nella fascia *off-peak* (F2/F3) ma in cui si rileva il massimo carico a livello giornaliero. Spingere la domanda a spostarsi da momenti di picco a momenti di fuori picco attraverso l'utilizzo di tariffe differenziate può quindi portare a distorsioni se tali tariffe non riflettono il reale andamento della domanda. Un altro aspetto rilevante riguarda la debolezza dei segnali attualmente esistenti: il peso della tariffa di vendita (l'unica che dipende dalla fascia oraria) sul

prezzo complessivo dell'energia è limitato; la convenienza di un carico a modificare il suo consumo è pertanto modesta.

La domanda in Italia partecipa al mercato elettrico ma non può partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento e bilanciamento (MSD). L'unico servizio che viene fornito dalla domanda è l'interrompibilità del carico: alcuni carichi rilevanti si rendono disponibili a ridurre o ad azzerare il loro prelievo dalla rete; tale servizio tuttavia è utilizzato solo in casi di emergenza e non viene acquistato su MSD. Per promuovere una migliore partecipazione della domanda al bilanciamento del sistema elettrico sarebbe utile in futuro consentirne l'accesso al mercato dei servizi di dispacciamento, perlomeno ad una domanda aggregata che superi un certo volume di consumo di energia elettrica, o comunque effettuare una gestione attiva come illustrato nel paragrafo 2.3.3. Se oggi la strategia adottata nella gestione del sistema consiste nel modulare la produzione per seguire l'andamento del carico, in futuro si potrà osservare uno spostamento verso la condizione opposta: sarà la domanda ad inseguire la produzione.

Sviluppo gestionale e infrastrutturale

Lo sviluppo della gestione della rete da solo non è sufficiente a soddisfare le nuove esigenze del sistema elettrico. Ad esso va affiancato uno sviluppo delle infrastrutture; in particolare è necessaria la trasformazione della rete di distribuzione, attualmente passiva e unidirezionale, in una rete attiva, cioè in grado di raccogliere e trasmettere informazioni, comunicare con le unità di produzione e con le utenze e gestire flussi energetici bidirezionali. Tali caratteristiche permetteranno di sfruttare al meglio l'integrazione delle FER e della GD in generale, ma anche di raggiungere nuovi traguardi in termini sicurezza e stabilità della rete, di capacità di ripristino e di isolamento in caso di fuori servizio e blackouts.

L'evoluzione del sistema elettrico vedrà quindi uno sviluppo delle infrastrutture adibite al trasporto fisico dell'energia affiancato dallo sviluppo delle infrastrutture di comunicazione che permetteranno di meglio gestire tale trasporto. Accanto a ciò sarà necessaria un'evoluzione del controllo e del coordinamento del sistema elettrico per mezzo di nuove logiche e algoritmi in grado di ottimizzarne il funzionamento complessivo ma anche di tenere in conto gli interessi degli attori minori. Tali attori sono di diverse tipologie (unità di produzione, utenze elettriche e sistemi di stoccaggio) e di svariate taglie. Perseguono perciò obiettivi differenti e ognuno è soggetto a vincoli particolari. Il sistema di coordinamento deve perciò presentare alcune caratteristiche al fine di poter gestire tale pluralità di partecipanti [12]. Deve essere:

- **Scalabile:** il sistema deve essere in grado di gestire la crescita del numero di unità produttive, soprattutto a livello della rete di distribuzione.
- **Aperto:** l'inclusione di nuovi attori nel sistema, siano essi unità di produzione, di consumo o di stoccaggio, e si tratti di tecnologie innovative o già consolidate, non deve comportare modifiche al sistema di coordinamento nel suo complesso.

- **Multilivello:** deve considerare gli obiettivi di tutti i livelli del sistema elettrico, quindi sia quelli globali sia quelli locali, così come quelli tecnici ed economici.
- Deve infine garantire l'**autonomia e la privacy** delle scelte effettuate dalle diverse parti pur operando al di sopra dei confini che separano i numerosi sottosistemi coordinati.

Il presente lavoro si propone lo sviluppo di un algoritmo volto alla gestione di un sistema locale, con una configurazione definita, sotto il controllo di un unico proprietario. Nello scenario illustrato si tratterebbe quindi di uno dei sottosistemi che possono coordinare il loro funzionamento per mezzo di segnali di prezzo provenienti dall'esterno.

2.2 Previsione dei fabbisogni energetici di un'abitazione

In presenza di generazione distribuita, soprattutto quando la produzione è controllabile, nasce la necessità di prevedere il profilo di carico elettrico dell'abitazione. Con tale informazione è possibile eseguire una migliore pianificazione delle unità di produzione elettrica: si può massimizzare ad esempio l'autoconsumo istantaneo, ricercare la soluzione che produce il massimo vantaggio economico oppure, in un futuro scenario di Smart Grid, coordinare la produzione di un'abitazione con quella di altri sistemi intelligenti; in alcuni casi i diversi obiettivi possono coincidere. Qualora la produzione non sia controllabile, per esempio quella di un impianto fotovoltaico, una stima del fabbisogno elettrico si rivela utile in presenza di carichi intelligenti: noto il profilo del carico base (non intelligente) è possibile programmare con più efficienza il funzionamento dei carichi sfasabili.

In presenza di unità di microgenerazione e di un accumulo termico diventa importante prevedere anche il carico termico di un edificio. Già nello scenario attuale, e non solo in un contesto Smart Grid, poter decidere quando generare energia elettrica permette di massimizzare il guadagno derivante dalla vendita di tale energia alla rete, per esempio concentrando la produzione nelle ore in cui il prezzo zonale orario è maggiore. Utilizzando unità di cogenerazione si vincola però la produzione di energia elettrica a quella di calore. Infatti, anche in presenza di accumulo termico, il funzionamento dell'unità CHP deve tener conto della richiesta di calore: l'accumulo, pur permettendo di disaccoppiare produzione e domanda termica, ha una capacità finita; ne consegue una limitata libertà nella pianificazione della produzione. Al fine di individuare il momento migliore in cui utilizzare il cogeneratore e vendere energia alla rete è dunque necessaria una stima del fabbisogno domestico di calore.

Si vogliono quindi analizzare le caratteristiche del carico elettrico e del carico termico e illustrare alcuni dei metodi proposti per la loro previsione.

2.2.1 Carico termico

Il carico termico è costituito da due componenti, il consumo di ACS e il riscaldamento degli ambienti. Per quanto riguarda la prima parte, la domanda di calore è fortemente dipendente dal comportamento degli occupanti, meno invece dalle condizioni climatiche; si rileva solo una variazione stagionale dovuta alla maggiore o minore temperatura dell'acqua di rete. Il carico destinato al riscaldamento invece dipende fortemente dalle condizioni meteorologiche, oltre che dalle abitudini delle persone e dalle caratteristiche dell'edificio.

Come per il carico elettrico, la previsione del carico termico di un'abitazione è più difficile da eseguire o, da un altro punto di vista, offre risultati meno attendibili di quella di sistemi di dimensioni maggiori a causa del grande peso che assumono le componenti aleatorie nel modificarne il profilo da un giorno all'altro.

Una possibile strategia è stata proposta da Bakker et al. [13] i quali analizzano un metodo di previsione basato sull'utilizzo di una rete neurale, brevemente descritto di seguito. Una rete neurale è uno strumento di calcolo che si basa su un'imitazione del sistema nervoso animale. La sua struttura è composta da elementi (neuroni) che ricevono informazioni le elaborano e trasmettono il risultato ottenuto ad altri elementi. Ogni neurone riceve degli input la cui importanza viene definita in base al "peso" della connessione da cui proviene l'informazione. La somma degli input pesati definisce l'output inviato verso gli altri elementi. Si riescono così a modellare relazioni non lineari tra i dati in ingresso e la grandezza che si vuole prevedere.

L'obiettivo è quello di stimare la domanda termica con la maggior accuratezza possibile; per ottenere un profilo dettagliato sarebbe preferibile suddividere il giorno in esame in intervalli di pochi minuti. Tuttavia le informazioni disponibili in input, il profilo di temperatura previsto e il carico termico dei giorni precedenti, non sono sufficienti a raggiungere una tale precisione per cui è utilizzata una discretizzazione temporale con base oraria.

Si suppone che il comportamento degli utenti cambi nei diversi giorni della settimana; come input viene allora utilizzato il carico termico del giorno precedente a quello in previsione e quello del corrispondente giorno della settimana precedente. Analisi statistiche su serie di dati storici mostrano infatti che vi è un elevato grado di correlazione tra i valori del carico dei tre giorni considerati. È inoltre ipotizzato di poter acquisire il profilo di set point della temperatura interna dal termostato dell'abitazione. Le caratteristiche di scambio termico dell'edificio non vengono utilizzate come input ma, poiché non variano nel tempo, si ritiene l'algoritmo in grado di apprenderle. La rete neurale viene infatti "addestrata" attraverso una serie di dati storici (training set). In tal modo viene definito il peso delle varie connessioni tra i "neuroni" in modo da ottenere risultati il più vicini possibile ai valori rilevati. Le simulazioni e il confronto con dati sperimentali mostrano che la rete neurale è in grado di predire la forma generale del profilo di carico termico con un certo errore sia sul carico orario che sul totale giornaliero. Successivi studi hanno dimostrato che l'introduzione di ulteriori variabili meteorologiche in input, in particolare la velocità del vento, non migliorano significativamente il risultato del modello. Si è inoltre

costatato che l'utilizzo di un ampio set di dati di addestramento, per esempio quelli relativi ad uno o più anni, permette alla rete neurale di apprendere il comportamento generale degli occupanti. Un training set più ristretto, dell'ordine di 20-30 settimane permette di ottenere risultati migliori poiché rende più adattabile il sistema ai cambiamenti che si verificano nel comportamento degli utenti. Nel presente lavoro non è fatto uso di una rete neurale per la parte previsionale tuttavia, come illustrato al paragrafo 3.3, alcune caratteristiche sostanziali del metodo utilizzato sono analoghe a quelle sopra descritte.

2.2.2 Carico elettrico

Il carico elettrico di un'abitazione è costituito da numerose componenti. Si può individuare una quota attribuibile a dispositivi permanentemente accesi, come per esempio elettrodomestici in stand-by. Un'altra quota si identifica con il consumo di carichi ciclici: è questo il caso di frigoriferi e congelatori. Vi sono poi altre utenze le cui fabbisogni dipendono da numerosi fattori:

- Dal **comportamento degli occupanti** dipende l'uso che viene fatto dell'illuminazione, di utenze destinate all'intrattenimento (es. TV), di dispositivi per la cucina, etc.
- Le **condizioni meteorologiche** possono influenzare l'utilizzo di elettrodomestici come la lavatrice e condizionare il tempo trascorso dalle persone all'interno dell'abitazione quindi il loro comportamento.
- La **stagione** è un altro fattore da considerare per gli stessi motivi delle condizioni meteorologiche: influisce sulle abitudini delle persone. Per esempio il rigido clima invernale può aumentare il tempo trascorso all'interno dell'abitazione mentre la scarsità di luce naturale può portare ad un maggior utilizzo dell'illuminazione.

Alcune di queste utenze, come TV, computers e l'illuminazione, hanno scarsa influenza sulle oscillazioni del carico elettrico. I dispositivi sempre accesi e i carichi ciclici non variano significativamente il loro fabbisogno da un giorno all'altro. L'utilizzo di alcuni elettrodomestici come lavastoviglie e lavatrici, e ancor di più l'uso di forni o scaldabagno elettrici, può invece condizionare significativamente il profilo di carico complessivo dell'abitazione. In ogni caso le variabili che influenzano il profilo di domanda elettrica sono molteplici. Si è registrato che anche abitazioni di dimensioni simili e nella stessa area geografica possono presentare consumi annuali molto diversi tra loro. Se ne deduce che il carico elettrico è fortemente influenzato da fattori come il numero e il comportamento degli occupanti e dal numero e dalla tipologia degli elettrodomestici [14]. Sono stati eseguiti molti studi sulla previsione del profilo di carico elettrico di una domanda aggregata ed è stata indagata anche la possibilità di prevedere il fabbisogno di energia elettrica di una singola abitazione relativo ad un certo periodo (es. un giorno o una settimana). Tuttavia la previsione del profilo di carico di un unico utente domestico è una necessità sorta recentemente con lo sviluppo della generazione distribuita e in vista di una prossima realizzazione delle Smart Grids. Non è ancora un tema studiato approfonditamente e, oltre ad essere un

problema relativamente “giovane”, il suo sviluppo è ostacolato dalla maggior difficoltà di esecuzione, intrinseca nella stima del profilo di una singola abitazione che per note ragioni statistiche sarà meno accurata rispetto a quella di una domanda aggregata.

Alcuni tentativi di previsione sono stati eseguiti basandosi su i consumi giornalieri di ciascuna utenza presente e sui periodi in cui l’abitazione risulta occupata. Aggregando i profili di consumo di ogni carico, dipendenti dal numero di persone presenti nell’abitazione in ogni ora, si sono ottenute previsioni del profilo di consumo [15]. È quindi possibile formulare un probabile profilo di consumo in funzione dell’occupazione che si ritiene avrà l’abitazione in un determinato giorno. Tale metodo tuttavia è stato utilizzato solo per una simulazione “statica” del carico elettrico: si definisce uno scenario di occupazione e su tale base si calcola il carico; non è stato pensato per prevedere il fabbisogno domestico sulla base dei valori rilevati nei giorni precedenti.

Non c’è ancora un metodo affermato per questo tipo di previsione anche se alcune somiglianze tra i fattori che influenzano il carico termico e il carico elettrico potrebbero giustificare l’utilizzo di metodi di previsione analoghi.

2.2.3 Media temporale dei carichi e della generazione elettrica

Il carico elettrico domestico è caratterizzato da fluttuazioni su diverse scale temporali: si possono riscontrare delle variazioni apprezzabili su scala oraria ma vi sono anche picchi di consumo di breve durata (pochi minuti). Questi ultimi, quando si esegue una media temporale (per esempio se si calcola il carico medio orario) vengono smorzati e si perde l’informazione relativa alla loro esistenza. Lo stesso vale per la generazione elettrica in sito: il valore medio non dà conto dell’effettivo andamento della potenza generata, soprattutto nel caso di impianti fotovoltaici o eolici. Fare una stima dell’energia elettrica prelevata o immessa in rete sulla base dei dati medi orari può portare a risultati errati [16].

Quando l’entità della produzione in sito è di scarsa rilevanza rispetto alla domanda, è possibile eseguire una stima accurata del volume di energia elettrica autoconsumata o prelevata anche con dati mediati temporalmente. Tutta l’energia prodotta è infatti utilizzata all’interno dell’abitazione e la presenza di picchi di carico o di produzione non è rilevate. Quando invece le quantità di energia consumata e prodotta sono comparabili, il valore stimato dei prelievi sulla base dei dati medi è minore di quello effettivo poiché i picchi di consumo richiedono un import dalla rete nonostante mediamente il fabbisogno possa essere soddisfatto dalla produzione in sito. Lo stesso fenomeno si riscontra per quanto riguarda le immissioni in rete: i momenti in cui il carico è minore del carico medio causano un’immissione di EE in rete maggiore di quella stimata. Gli scostamenti in negativo del valore istantaneo del consumo elettrico dal valore medio sono generalmente minori degli scostamenti in positivo. Pertanto la quota di energia prodotta e immessa in rete è stimata con maggior accuratezza. Analisi su dati sperimentali mostrano che eseguire una media su 30 minuti del carico elettrico

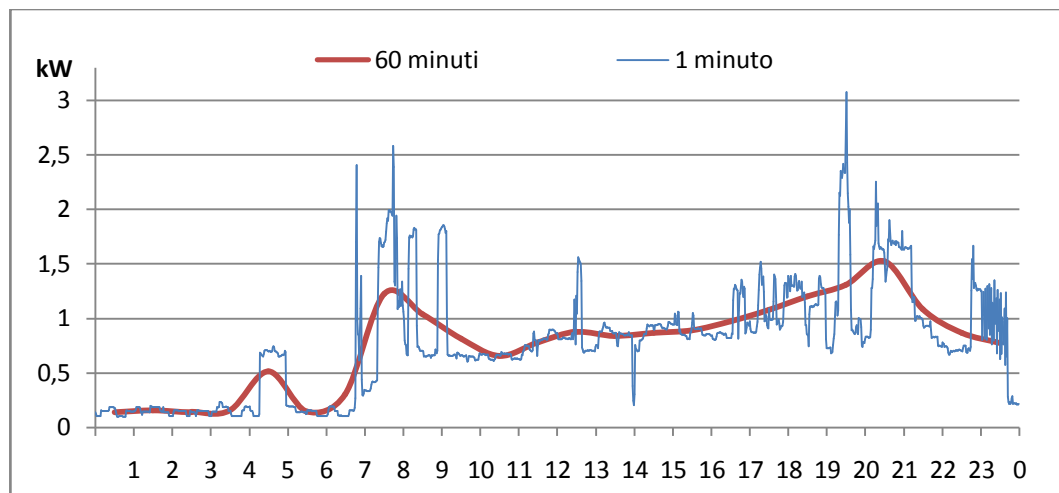


Figura 2.2: Esempio di media temporale sul fabbisogno elettrico di un'abitazione.

può portare ad una sovrastima dell'energia autoconsumata istantaneamente pari al 10% del consumo complessivo in tale intervallo.

Ai fini del calcolo della spesa economica mensile/annuale l'effetto descritto ha una scarsa influenza qualora si usufruisca del servizio di scambio sul posto. Autoconsumo istantaneo e autoconsumo differito sono infatti equiparati a meno delle componenti tariffarie non rimborsabili. Se non si usufruisce di tale servizio è invece necessario verificare a consuntivo l'effettivo rapporto tra energia prelevata e autoconsumata per stimare correttamente il costo di esercizio del sistema.

2.3 Algoritmi di ottimizzazione energetica

Si intende ora illustrare alcune metodologie che permettono di implementare la partecipazione della domanda al bilanciamento del sistema elettrico o più in generale ottimizzare produzione e consumi energetici di un'abitazione, tenendo eventualmente in considerazione gli obiettivi del sistema in cui l'abitazione è inserita.

2.3.1 Pianificazione dei soli carichi elettrici intelligenti

Se si considera un'abitazione in cui non siano presenti unità di generazione distribuita (o comunque, se presenti, non esse siano programmabili) si possono controllare il prelievo e l'immissione di energia elettrica organizzando il funzionamento dei soli carichi intelligenti. Soares et al. [17] propongono un metodo che pianifica l'utilizzo di tali carichi basandosi sulle necessità dell'utente e sul valore dell'energia elettrica. L'architettura considerata comprende, oltre ad uno scaldabagno elettrico, diversi elettrodomestici: una lavastoviglie, una lavatrice, un'asciugatrice. È inoltre ipotizzata

la necessità di ricaricare le batterie di un veicolo elettrico. L'algoritmo può perseguire due obiettivi distinti: qualora il contratto di fornitura dell'energia elettrica preveda tariffe variabili nell'arco della giornata, l'algoritmo ricerca la soluzione di minimo costo; in alternativa può massimizzare il grado di soddisfazione dell'utente, cioè tentare di collocare il ciclo di funzionamento di ogni carico all'interno dell'intervallo stabilito dall'utilizzatore finale. Per fare ciò, devono essere forniti all'algoritmo il profilo di costo dell'energia elettrica, la potenza disponibile del contratto di fornitura e le preferenze dell'utente riguardo al momento di avvio dei carichi intelligenti.

Logica di ottimizzazione

Per raggiungere l'obiettivo scelto, viene utilizzato un sistema di costi reali e fittizi. L'unico vincolo che si pone è il non superamento della potenza del contratto di fornitura dell'EE.

È necessario considerare che in un edificio è presente un carico elettrico di base il cui andamento non è controllabile e non è pertanto noto in anticipo. Basandosi su una stima di tale carico è possibile che, a valle della pianificazione dei carichi intelligenti, la potenza complessiva assorbita dall'abitazione superi il limite massimo e provochi il distacco dalla rete elettrica. Per evitare tale possibilità al costo di acquisto dell'EE prelevata viene sommato un costo aggiuntivo che varia in funzione della quantità di energia prelevata in un determinato istante: più il prelievo si avvicina al limite di potenza impegnata maggiore sarà il costo fittizio da sommare a quello reale. In tal modo viene favorito il consumo in momenti in cui non vi sono altri carichi significativi accesi; se viene privilegiata la sicurezza della fornitura elettrica può essere però sfavorito l'aspetto economico poiché non si sfruttano appieno i momenti in cui il costo dell'energia elettrica è minimo. Le 36 ore che costituiscono l'orizzonte dell'ottimizzazione sono suddivise in intervalli di 1 minuto. Tale raffinamento della griglia temporale è fatto allo scopo di includere nell'analisi anche i picchi di consumo di breve durata che si avvicinano alla potenza massima, di cui non si avrebbe riscontro in analisi su scale temporali più lasche. L'utilità di una griglia temporale molto fine è legata alla precisione con cui può essere stimato il carico elettrico di base (quello non sfasabile). L'accuratezza della previsione di tale carico non è di solito sufficiente ad eliminare il rischio di picchi di domanda che portino ad un superamento del limite di potenza e alla conseguente interruzione della fornitura.

Anche per massimizzare il grado di soddisfazione viene utilizzato un costo fittizio: nell'intervallo in cui l'utente ha stabilito possa essere eseguito il ciclo, il costo dell'energia è pari a quello di acquisto dalla rete. Viene invece aggiunto un costo apparente all'energia che il carico intelligente consumerebbe se venisse avviato in un momento diverso da quello richiesto. Tale costo è maggiore all'aumentare della distanza temporale del momento di avvio dall'intervallo stabilito dall'utente.

L'utilizzatore sceglie quindi l'obiettivo che preferisce: il minimo costo in bolletta o il rispetto del programma impostato. Il modello è quindi risolto con un approccio euristico. Si tratta dunque di un processo iterativo che da un set iniziale di soluzioni possibili ne ricava una che approssima la soluzione ottima.

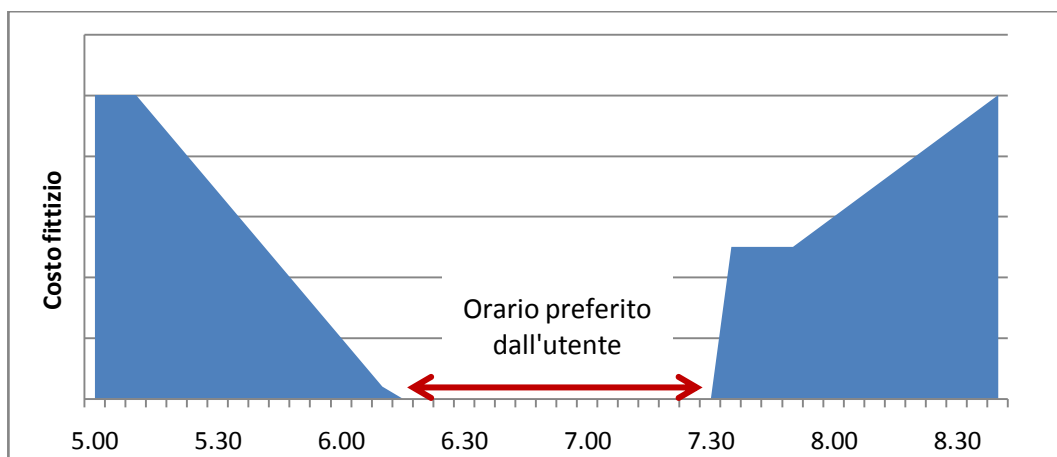


Figura. 2.3: Esempio di costo fittizio aggiunto al prezzo dell'energia elettrica in base all'orario di prelievo dalla rete.

Le simulazioni effettuate mostrano che un simile metodo si rivela efficace rimanendo tuttavia limitato dall'accuratezza con cui si è in grado di prevedere il profilo del carico non sfasabile. Si tratta di un modo per gestire la *demand response* facilitando perciò il bilanciamento del sistema elettrico e migliorandone l'efficienza e la stabilità. A ciò si associa una riduzione del costo in bolletta che costituisce un requisito indispensabile alla diffusione del sistema innovativo.

2.3.2 Gestione energetica complessiva di un'abitazione

Nel paragrafo precedente si illustra una possibile strategia di pianificazione dei soli carichi elettrici intelligenti; si porta ora un esempio di management energetico di un'abitazione nel suo complesso. Molderink et al. [18] propongono con il loro lavoro una metodologia di gestione delle tecnologie domestiche volta al controllo della domanda e della produzione, elettrica e di calore, così come allo stoccaggio di entrambe le forme di energia. La gestione avviene quasi in tempo reale: si esegue la programmazione per un intervallo di tempo dell'ordine di alcuni minuti e l'ottimizzazione è ripetuta all'inizio di ogni nuovo intervallo. L'algoritmo proposto è in grado di gestire uno scenario in cui è prevista l'esistenza di generazione distribuita, sia da fonte rinnovabile che per mezzo di unità di cogenerazione, la possibilità di stoccare energia elettrica in batterie e una domanda di energia elettrica sfasabile. In ogni caso la strategia di ottimizzazione è pensata per essere applicata indipendentemente dalla configurazione dello scenario considerato: offre la possibilità di includere nella gestione qualsiasi componente che produca, consumi o accumuli energia. È quindi in grado di adattarsi anche in caso di sviluppo futuro di nuove tecnologie. Può infine gestire sia abitazioni collegate alla rete elettrica che impianti a isola.

Lo scopo principale è un utilizzo più efficiente dell'energia, che si ottiene dal coordinamento di tutte le unità che compongono il sistema, rispetto a quello conseguibile qualora ogni componente, per quanto dotato di un'intelligenza individuale, operasse in maniera disgiunta dagli altri.

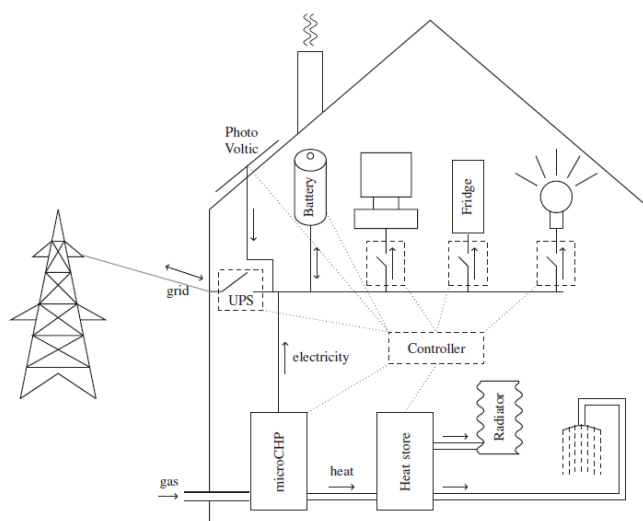


Figura. 2.4: Esempio di sistema domestico.

Il coordinamento può essere ottenuto tra i dispositivi presenti in un unico edificio ma può essere ampliato a gruppi di più abitazioni per migliorare ulteriormente l'efficienza di utilizzo dell'energia.

I dispositivi presenti sono suddivisi in tre gruppi: le unità di produzione, le unità di accumulo e le unità di consumo indipendentemente dalla forma di energia coinvolta (calore o energia elettrica). La produzione elettrica può essere accoppiata a quella di calore come nel caso di un cogeneratore.

Il sistema ha numerosi gradi di libertà grazie alla presenza di accumuli di energia e alla possibilità di sfasare i carichi. Questa libertà è sfruttata dall'algoritmo di gestione al fine di minimizzare il costo di esercizio. A tale obiettivo si associano però una serie di vincoli principalmente legati al bilanciamento energetico del sistema: affinché il confort dell'utente sia garantito produzione e domanda devono corrispondere. Ciò è vero per il calore, che viene interamente generato all'interno dell'abitazione, ma è vero anche per l'energia elettrica poiché si considera il prelievo dalla rete come una generazione e l'immissione in rete come un carico.

Logica di ottimizzazione

Il processo di ottimizzazione prevede diversi passi: il primo consiste nel determinare la domanda complessiva di calore e energia elettrica nel caso in cui tutte le unità di consumo siano accese. Si ricerca quindi il bilanciamento tra la produzione e il consumo appena calcolato: si trova la soluzione di produzione che copra la domanda e al minor costo.

A ogni dispositivo, che sia un'unità di produzione, di accumulo o di consumo, viene assegnata una funzione di costo abbinata ad una certa quantità di energia producibile. Se tale operazione è intuitiva per le unità di generazione risulta meno ovvia per quelle di consumo: ai fini dell'ottimizzazione un carico elettrico o termico offre di produrre

una quantità di energia pari a quella che non consumerebbe rimanendo spento. In realtà quindi, un carico richiede un certo prezzo per non consumare energia e ciò è considerato come un'offerta di produzione. Per ciascun dispositivo è definita una funzione di costo di produzione che varia a seconda dell'intervallo di tempo in esame. Tale funzione tiene conto sia del costo di esercizio sia del costo di transizione da uno stato ad un altro, ad esempio un'accensione o uno spegnimento, al fine di evitare frequenti transitori e impedire quindi un invecchiamento eccessivo dei componenti. Viene poi definita una funzione di costo che aggrega quelle dei singoli componenti. Quindi, all'inizio di ogni intervallo, viene lanciata l'ottimizzazione che ricerca il minimo costo tenendo conto dei vincoli imposti. Tale operazione è modellata come un Integer Linear Program (ILP).

Le simulazioni effettuate mostrano che l'algoritmo è in grado di bilanciare consumo e produzione di energia garantendo il confort dell'utente. La soddisfazione della domanda è un risultato fondamentale che deve raggiungere. Tuttavia rinunciare ad un certo grado di confort, per esempio impostando un range accettabile in cui deve trovarsi la temperatura interna dell'abitazione invece di definire un set-point preciso, significa allentare un vincolo; ciò permette di avere maggior libertà nell'ottimizzazione ed ottenere quindi una soluzione meno costosa.

Il sistema è inoltre capace di rispondere a segnali provenienti da un'unità di controllo, posta ad un livello superiore, che riunisce sotto di sé numerose abitazioni e quindi operare congiuntamente con esse. Tuttavia è limitato dall'orizzonte temporale dell'ottimizzazione. Prendendo in considerazione un unico intervallo, le scelte compiute portano ad un comportamento che, considerato complessivamente, non è quello ottimale. Inoltre la complessità di risoluzione del ILP ne impedisce l'implementazione in un'unità di controllo caratterizzata da una limitata capacità computazionale.

2.3.3 Gestione energetica di un insieme di abitazioni

Si intende ora analizzare una metodologia di gestione della produzione e del consumo di energia all'interno di una singola abitazione prevedendo un coordinamento con altre unità abitative. A tal fine si esamina il caso di *PowerMatching City*, un progetto sviluppato nei Paesi Bassi con lo scopo di dimostrare praticamente la fattibilità tecnica e economica di una Smart Grid il cui funzionamento è ottimizzato per mezzo di un algoritmo non centralizzato. È parte del progetto europeo INTEGRAL che prevede lo studio dell'operatività delle smart grid in condizioni normali, critiche e di emergenza. PowerMatching City si colloca nell'ambito di una dimostrazione del possibile funzionamento di una rete attiva in condizioni operative normali.

Configurazione del sito di prova

Per meglio comprendere i principi di gestione energetica applicati si riporta una breve descrizione della configurazione del sistema utilizzato per la dimostrazione sperimentale della fattibilità tecnica ed economica di una piccola Smart Grid. La "città" è costituita da 25 abitazioni, non collocate nella medesima zona, quindi non

connesse alla stessa stazione di distribuzione, ma sparse sul territorio di Hoogkerk, cittadina olandese situata vicino a Groningen. Ai fini della sperimentazione tuttavia, nonostante la distanza fisica che le separa, si considerano le differenti unità abitative come un unico insieme, connesso virtualmente alla medesima stazione di distribuzione. Le risorse per la produzione di energia elettrica sono distribuite e sono costituite sia da fonti tradizionali, in particolare motori alimentati a gas naturale, sia da fonti rinnovabili. Lo stesso vale per la produzione di calore.

In ogni abitazione è installato un impianto fotovoltaico che, da solo o insieme ad un cogeneratore, provvede a parte del fabbisogno elettrico. Il fabbisogno residuo viene soddisfatto mediante prelievi e un eventuale produzione eccedente viene immessa in rete. La domanda termica degli edifici è invece soddisfatta per mezzo di pompe di calore, cogeneratori o caldaie.

I cogeneratori, costituiti da motori Stirling, con una potenza elettrica e termica pari rispettivamente a 1 e 6 kW. Nel caso in considerazione, il carico del motore Stirling non può essere regolato per cui il suo funzionamento sarà del tipo on/off. Per evitare elevati costi e riduzione di vita utile, dovuti a numerose accensioni e spegnimenti, il motore funziona per un tempo minimo di 30 minuti. Ogni cogeneratore è collegato ad un accumulo termico da 210 litri al fine di disaccoppiare domanda e produzione di calore; di conseguenza è possibile svincolare anche la produzione elettrica.

Le pompe di calore, con potenza termica nominale di 4,5 kW_{th}, sono anch'esse accoppiate ad un accumulo della stessa dimensione in modo da disaccoppiare, in questo caso, il consumo di energia elettrica dal fabbisogno termico. La pompa di calore è utilizzata solo per il riscaldamento degli ambienti mentre la domanda di ACS è soddisfatta da una caldaia a condensazione che scalda l'acqua eventualmente preriscaldata dalla PdC. In nessuna abitazione vi è la compresenza di pompa di calore e cogeneratore: in alcune è installata una PdC insieme ad una caldaia mentre nelle rimanenti è presente un cogeneratore sempre abbinato ad una caldaia.

Oltre che per mezzo di risorse distribuite l'approvvigionamento elettrico è garantito anche da una turbina a gas, che, ad un output elettrico di 30 kW, affianca un output termico di 60 kW; è poi presente una turbina eolica da 2,5 MW. Per una "città" di 25 abitazioni sarebbe sufficiente una turbina eolica di taglia inferiore perciò, della produzione eolica complessiva, viene considerata solamente la frazione relativa ad un'ipotetica turbina dimensionata sul fabbisogno di 25 famiglie.

Per quanto riguarda le utenze elettriche, oltre a quelle tradizionali e alla PdC sono presenti delle "smart appliances" (elettrodomestici intelligenti) costituite essenzialmente da lavatrici e lavastoviglie il cui avvio non è controllato dall'utente ma è demandato ad un agente che provvede a effettuarlo nel momento più opportuno al fine di minimizzare i costi di funzionamento. È inoltre possibile gestire la presenza di veicoli elettrici, il cui processo di ricarica presenta le stesse caratteristiche di una "smart appliance". In un'abitazione è stato infine predisposto anche un accumulo di energia elettrica. Tutti i flussi energetici sono misurati: ogni dispositivo è dotato di apparecchiature che rilevano il consumo e la produzione di energia elettrica, calore e

gas naturale. Sono inoltre effettuate misure della produzione e del consumo complessivi di ogni abitazione.

Logica di ottimizzazione

Il sistema è gestito con un algoritmo chiamato “PowerMatcher” che utilizza una logica multi agente e si basa su un mercato dell’energia elettrica locale [19]. È pensato in modo da coordinare quasi in tempo reale il bilancio produzione/consumo di energia elettrica sulla Smart Grid ma opera basandosi sulla previsione di alcune grandezze. L’ottimizzazione comincia ad un livello interno all’abitazione: ogni dispositivo che produce energia elettrica è rappresentato da un’agente che, in base al costo marginale di produzione, fa un’offerta di vendita su un mercato elettrico domestico. Tali dispositivi potrebbero essere il cogeneratore, l’impianto PV o l’accumulo di energia elettrica. Gli agenti che controllano i dispositivi che consumano energia elettrica effettuano invece delle offerte di acquisto sul medesimo mercato. Tra questi ci potranno essere la pompa di calore, le smart appliances, i veicoli elettrici e ancora l’accumulo di energia elettrica. Le offerte, come accade nel mercato elettrico del giorno prima, sono delle curve di domanda o di offerta. Per esempio una PdC può fare un’offerta di acquisto ad un determinato prezzo $p1$ per una certa quantità di energia $E1$; può invece offrire un prezzo $p2$ minore di $p1$ per una quantità di energia superiore.

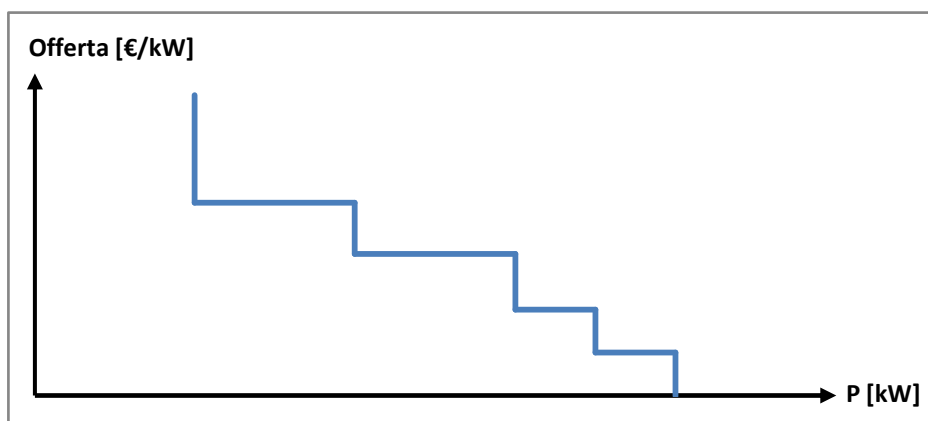


Figura. 2.1 Esempio di offerta di acquisto da parte dell’agente di una PdC

Le offerte di cogeneratore e PdC sono ovviamente vincolate al livello del relativo accumulo e quindi alla domanda termica dell’abitazione. Il bilanciamento elettrico della Smart Grid non può quindi prescindere dal soddisfacimento delle utenze termiche anche se la presenza dell’accumulo rende più flessibile la produzione di calore.

Le offerte effettuate dagli agenti di un’abitazione (*device agents*) vengono accorpate da un altro agente (*concentrator agent*), il quale a sua volta fa un’offerta sul mercato elettrico locale dove convergono le offerte degli agenti di tutte le abitazioni partecipanti. Si definisce un prezzo di equilibrio il cui valore riflette la disponibilità di

energia elettrica sulla rete locale. Ogniqualevolta c'è una variazione, il prezzo viene comunicato agli agenti rappresentativi di ogni abitazione che a loro volta lo comunicano agli agenti dei dispositivi. Noto l'esito del mercato, i vari dispositivi iniziano a produrre e consumare oppure aspettano un momento più favorevole per avviarsi. Nella maggior parte dei casi questo sistema porta ad uno sfasamento temporale della produzione e del consumo senza influire sui volumi complessivi di energia prodotta e consumata.

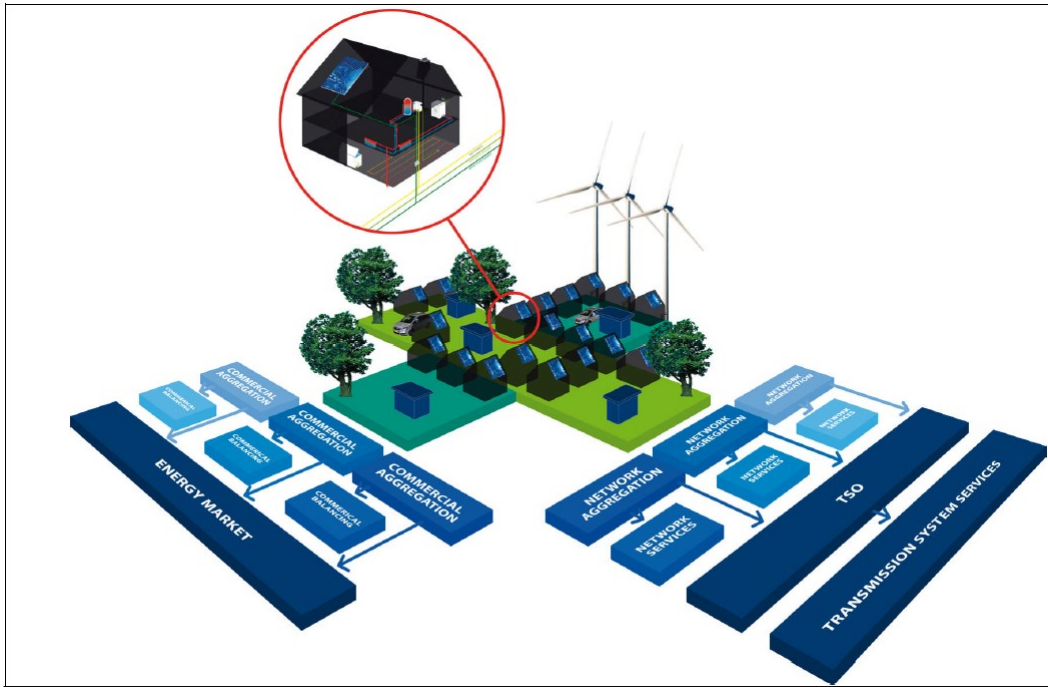


Figura. 2.2 Rappresentazione schematica dell'aggregazione delle offerte sul mercato elettrico e dei flussi energetici sulla rete

È possibile l'applicazione di tariffe per il prelievo e l'immissione di flussi di energia elettrica da o verso un'abitazione al fine di attribuire un costo all'utilizzo della rete elettrica locale. In tal caso gli utenti saranno incentivati ad autoconsumare istantaneamente l'energia prodotta. Vi sarà quindi un mercato elettrico a livello domestico in cui si incontrano domanda e offerta dei dispositivi presenti nell'abitazione. Solo per la quota della domanda o della produzione che non ha trovato controparte all'interno dell'unità abitativa, l'agente fa un'offerta sul mercato elettrico locale.

Tutte le strategie di offerta si basano su una previsione del prezzo dell'energia elettrica sul mercato locale [20]: per esempio se l'agente di una "smart appliance" sa che è atteso un consistente apporto di energia dal fotovoltaico in un determinato periodo del giorno, la sua offerta di acquisto avrà un prezzo inferiore poiché prevede che il prezzo dell'energia elettrica per quelle ore sarà basso. La strategia di offerta

degli agenti dei cogeneratori e delle pompe di calore, oltre che su questa prima previsione, si fonda su una stima del livello dell'accumulo termico. Per esempio un cogeneratore privilegia la produzione di energia elettrica quando il prezzo sul mercato è elevato. Cerca quindi di arrivare a questo momento (in cui il prezzo previsto è alto) con una scarsa quantità di calore stoccata nell'accumulo in modo da poter funzionare più a lungo e avere un maggior guadagno. Viceversa cercherà di arrivare con l'accumulo pieno ai momenti in cui il prezzo dell'energia elettrica è basso. Tuttavia un livello dell'accumulo termico insufficiente obbliga il cogeneratore a funzionare anche in quest'ultimo caso poiché il confort dell'utente è un obiettivo prioritario rispetto all'ottimizzazione economica del sistema. Una tale condizione può verificarsi a causa di un'errata previsione del prezzo dell'EE oppure dei consumi termici, in particolare quelli di ACS, difficilmente stimabili in anticipo. La presenza della caldaia risolve in parte il problema, evitando il funzionamento del cogeneratore in condizioni molto sfavorevoli. Infatti, quando il costo marginale di produzione del calore è minore per la caldaia, sarà questa ad essere utilizzata al posto del cogeneratore; l'errore previsionale comporta comunque un danno economico che viene solo in parte ridotto dalla soluzione di produzione alternativa. Per la PdC vale lo stesso ragionamento al contrario, visto che si tratta di un dispositivo che consuma energia elettrica. In questo caso però la caldaia viene usata anche quando è richiesto calore ad una temperatura incompatibile con le capacità della PdC.

Nel sistema è possibile inserire un'ulteriore agente al fine di perseguire un determinato obiettivo. Per esempio tale agente ha la possibilità di modificare il prezzo di equilibrio che si forma sul mercato locale in modo da incentivare la produzione oppure aumentare i consumi. In tal modo la smart grid si comporta come una centrale elettrica virtuale, la cui produzione può essere controllata e acquistare o vendere energia sul mercato elettrico centrale. Si possono individuare differenti obiettivi:

- **coordinamento tecnico** della smart grid al fine di evitare congestioni, limitare i picchi di consumo o viceversa i momenti in cui il consumo è limitato e ridurre le problematiche introdotte dallo sfruttamento delle fonti rinnovabili;
- **coordinamento commerciale** della smart grid; la centrale elettrica virtuale viene utilizzata per sfruttare strategie di trading dell'energia, fornire capacità di regolazione e aumentare l'efficienza delle centrali elettriche tradizionali.

In assenza di obiettivi particolari il sistema agisce in modo tale da bilanciare consumo e produzione sulla smart grid.

I risultati del field test mostrano come la flessibilità del sistema permetta di raggiungere gli obiettivi fissati senza penalizzare il confort degli utenti e come il livello di soddisfazione generalmente percepito sia buono. La dimostrazione pratica ha avuto successo non solo dal punto di vista tecnologico ma è stato rilevato anche uno sviluppo della consapevolezza da parte degli utenti riguardo all'impatto del loro comportamento sul sistema e soprattutto sulla spesa economica, un aspetto che contribuisce non poco ad un uso più efficiente dell'energia.

2.3.4 Osservazioni

Dall'analisi delle metodologie di gestione esposte si possono desumere le principali caratteristiche che un algoritmo di controllo dei flussi energetici domestici deve possedere:

- Deve essere **flessibile e scalabile**, cioè poter gestire sistemi con differenti architetture e con diversi componenti ed eventualmente essere in grado di includere nella logica di gestione tecnologie che saranno sviluppate in futuro.
- Può gestire in tempo reale il sistema o pianificare in anticipo il funzionamento di un determinato periodo (es. un giorno). È però necessario che la gestione si basi su **previsioni** della produzione elettrica da fonti non controllabili e delle stime dei profili di consumo di calore e EE.
- In un'ottica di Smart Grid, deve essere in grado di rispondere a **segnali** provenienti dall'esterno in modo da poter coordinare il funzionamento di un'abitazione con quello di altri sistemi.

Numerosi studi propongono per il management energetico di un'abitazione l'utilizzo di sistemi multi-agente (MAS) che, organizzati in una struttura gerarchica, permettono di aggregare numerosi sottosistemi ed estendere quindi la gestione più unità abitative. Tale logica si basa su un'intelligenza distribuita senza necessitare di un algoritmo che abbia una visione complessiva del sistema. In sistemi di grandi dimensioni una logica multi-agente apporta benefici poiché permette di includere nell'ottimizzazione un elevato numero di informazioni che sarebbero difficilmente gestibili da un algoritmo centralizzato. Inoltre permette di mantenere la gestione delle unità a livello locale e non demandarla ad un controllore esterno; è quindi più accettabile socialmente. Infine permette facilmente di adattare il meccanismo alla presenza di nuovi componenti. Tuttavia un sistema MAS permette di trovare una buona soluzione ma non sempre quella ottimale [21].

L'algoritmo proposto in questo lavoro è pensato per il controllo di un'unica abitazione. Si presenta quindi, in caso di utilizzo di un algoritmo centralizzato, la difficoltà di adattarlo a differenti architetture; poiché riguarda un caso specifico, la configurazione dell'impianto è già definita; tuttavia per renderlo utilizzabile anche in presenza di unità non previste nella soluzione originale, sarà necessario apportare modifiche.

Si deve tenere in considerazione che le informazioni da includere nell'ottimizzazione riguardano le sole unità presenti nell'edificio (o nelle sue immediate vicinanze); non sono perciò troppo numerose e possono essere gestite centralmente. Inoltre le decisioni vengono prese all'interno dell'abitazione e non sono demandate ad un organo esterno, quindi non si presentano problemi di accettazione sociale.

Si sceglie dunque di utilizzare una gestione centralizzata non concretizzandosi, nel caso oggetto del presente lavoro, i vantaggi di un sistema multi-agente. La logica utilizzata può essere applicata a più abitazioni o edifici che insieme costituiscono un sistema più esteso. Tale sistema può essere gestito per mezzo di segnali provenienti da un agente di coordinamento. Da un punto di vista esterno di tale agente la logica non è

più centralizzata ma la gestione avviene per mezzo di un'intelligenza distribuita, non a livello di ogni singola unità di produzione o di consumo, ma a livello di ogni abitazione.

Capitolo 3

Algoritmo di ottimizzazione

3.1 Principi generali

3.1.1 Logica “TERMICO SEGUE”

La piattaforma di microgenerazione è destinata ad un'applicazione residenziale. Per l'ottimizzazione economica del funzionamento del sistema si è scelto di seguire una logica di tipo “termico segue” che viene però modificata dalla presenza dell'accumulo. Si definisce il momento di accensione e di spegnimento di ogni componente del sistema inseguendo il fabbisogno termico dell'abitazione. Infatti, la domanda di calore deve essere necessariamente soddisfatta da una produzione in sito, se si esclude la possibilità di accedere ad un servizio di teleriscaldamento, la cui presenza renderebbe superflua la piattaforma. Tutto il calore necessario al riscaldamento dell'abitazione e alla produzione di ACS viene pertanto prodotto dai componenti del sistema domestico, alcuni dei quali, in particolare cogeneratore e pompa di calore, alla produzione termica affiancano una produzione o un consumo elettrico. L'inseguimento termico tuttavia non prevede, in questo caso, l'istantaneo soddisfacimento della domanda: produzione e carico possono essere bilanciati su un orizzonte temporale più ampio grazie alla presenza dell'accumulo.

Nel sistema considerato non è presente nessun componente in grado di produrre solo energia elettrica, fatto salvo l'impianto fotovoltaico la cui produzione non è tuttavia controllabile. Definendo quindi un programma di funzionamento volto alla copertura del fabbisogno termico, nella maggior parte dei casi la domanda di energia elettrica non è istantaneamente soddisfatta dalla produzione in sito: vi saranno perciò dei prelievi dalla rete oppure, quando la produzione è eccedente, delle immissioni. La presenza di carichi intelligenti può ridurre in alcuni casi gli scambi con la rete, tuttavia non è sufficiente ad eliminarli. Sotto l'aspetto tecnico ciò non costituisce un problema poiché, dal punto di vista dell'abitazione, la rete cui è connessa si comporta come un serbatoio di capacità infinita.

Adottare una logica di tipo “elettrico segue” al fine di minimizzare gli scambi di energia elettrica con la rete impedirebbe di soddisfare il carico termico, perlomeno in assenza di un largo utilizzo della caldaia che invece, in modalità “termico segue”, ha solo funzione di supporto. Invece, nel caso in cui il soddisfacimento della domanda elettrica porti alla generazione di una quantità di calore eccedente il fabbisogno, tale calore dovrebbe essere in parte dissipato. La presenza dell'accumulo termico ridurrebbe l'utilizzo della caldaia e la dissipazione di calore tuttavia non può eliminare tali problemi. L'inseguimento elettrico comporterebbe inoltre continue variazioni di carico per i componenti vista l'assenza di un accumulo di energia elettrica. L'accesso

al servizio di scambio sul posto rende inoltre meno penalizzante lo scambio di energia elettrica con la rete; la soluzione “elettrico segue” non è dunque conveniente, se non in caso di impianto *stand alone*.

A livello di logica di ottimizzazione è inoltre più semplice valorizzare l'energia elettrica prodotta come effetto secondario della produzione di calore mentre, se si seguisse la via “elettrico segue”, risulterebbe difficile valorizzare il calore prodotto come effetto secondario della produzione elettrica. Si preferisce quindi una soluzione “termico segue” modificata dalla presenza dell'accumulo anche se, come si vedrà in seguito, il carico elettrico è anch'esso tenuto in considerazione.

3.1.2 Logica previsionale

La presenza di un accumulo termico permette di disaccoppiare, nei limiti della capacità dell'accumulo, produzione e consumo di calore. Se in assenza di un serbatoio è sufficiente, istante per istante, calcolare il modo più conveniente di soddisfare la domanda termica, la presenza dell'accumulo costringe invece a considerare un orizzonte temporale più ampio dell' “istante presente” visto che il consumo può essere sfasato temporalmente rispetto alla produzione. Per i motivi espressi nel paragrafo successivo si è scelto di lavorare con un intervallo di 48 ore. Si pianifica il funzionamento dei componenti del sistema per i due giorni successivi al momento della programmazione. Per effettuare le scelte necessarie è tuttavia indispensabile conoscere una serie di variabili riguardanti le 48 ore, non disponibili al momento dell'ottimizzazione visto che sono relative a momenti futuri. Alcuni esempi sono il fabbisogno termico dell'abitazione (legato alla temperatura esterna), il consumo di acqua calda sanitaria o il prezzo zonale dell'energia elettrica il cui andamento è incognito. La programmazione del funzionamento del sistema si basa quindi su dati previsti.

3.1.3 Orizzonte temporale della pianificazione

La maggior parte delle variabili in gioco, dalle condizioni climatiche ai consumi di energia, ha un andamento periodico su diverse scale temporali: si ripetono simili a loro stesse di anno in anno ma anche di giorno in giorno. Alcune presentano anche una ciclicità settimanale: è il caso per esempio del prezzo dell'energia elettrica. È comodo eseguire l'ottimizzazione su un intervallo pari al periodo dell'oscillazione di queste variabili. Lavorare con una ragionevole dimensione dell'accumulo termico e una ragionevole accuratezza delle previsioni porta a scegliere un orizzonte temporale di 24 ore. Si dovrebbe quindi eseguire l'ottimizzazione per esempio alla mezzanotte di ogni giorno. Questa scelta porterebbe però ad uno svuotamento dell'accumulo alla fine della giornata poiché l'algoritmo, perseguendo la minimizzazione dei costi di esercizio, non ritiene opportuna una produzione nelle ultime ore del giorno. La sua limitata prospettiva temporale suggerisce infatti che non vi sia richiesta di calore soddisfabile dall'energia eventualmente rimasta nell'accumulo a fine giornata. Ciò può richiedere, durante il giorno successivo, di produrre calore nelle prime ore del

mattino quando invece la soluzione migliore avrebbe potuto essere produrre l'energia necessaria la sera precedente. Si estende perciò l'orizzonte temporale dell'ottimizzazione a due giorni ma si ripete l'ottimizzazione almeno ogni 24 ore (o più spesso nei casi descritti al paragrafo 3.12). La programmazione della produzione di calore relativa al secondo giorno non è perciò utilizzata ma viene sostituita da quella definita a valle di una nuova ottimizzazione eseguita alla mezzanotte successiva. I valori delle grandezze, riguardanti il secondo giorno, per i quali è necessaria una previsione, saranno stimati nuovamente e presumibilmente con più accuratezza visto il minor tempo che intercorre tra momento della previsione e l'orario cui si riferisce la variabile stimata.

3.1.4 Discretizzazione temporale

Per effettuare i calcoli indispensabili all'ottimizzazione è necessario suddividere i due giorni in intervalli temporali discreti. Si deve quindi definire la durata di un intervallo tenendo presente che si vuole eseguire l'ottimizzazione con la maggior accuratezza possibile ma, dall'altro lato, si cerca di privilegiare la semplicità dell'algoritmo. HECU infatti, disponendo di una capacità di calcolo limitata, non può gestire volumi eccessivi di informazioni e l'algoritmo di ottimizzazione non deve ricorrere a metodi di soluzione troppo onerosi dal punto di vista computazionale. Si tiene in considerazione che:

- La difficoltà nell'eseguire **previsioni accurate** rende superfluo raffinare la griglia temporale; per esempio è inutile prevedere il profilo di consumo di ACS su intervalli di 15 minuti quando, per un'abitazione monofamiliare, la sua variabilità rende problematico eseguirne una stima anche su intervalli orari.
- Numerose variabili di input sono definite su base oraria: il costo di acquisto dell'energia elettrica, il prezzo zonale e solitamente anche i valori relativi alle previsioni meteorologiche.
- Per alcuni componenti di produzione di calore, in particolare per il cogeneratore, è previsto un **tempo minimo di permanenza in servizio** al fine di non accorciare eccessivamente la vita utile della macchina sottoponendola a frequenti transitori. Inoltre, e ciò vale anche per la pompa di calore, continue accensioni e spegnimenti della macchina riducono il rendimento medio con cui questa opera poiché il funzionamento durante i transitori è meno efficiente di quello a regime. È perciò preferibile mantenere le macchine in servizio per periodi sufficientemente lunghi.
- Il ciclo di funzionamento dei **carichi elettrici intelligenti** può essere definito con precisione in termini di consumi di energia in funzione del tempo. Perciò una discretizzazione temporale più fine permette una miglior definizione del loro programma di attivazione.

Si è quindi deciso di adottare una discretizzazione con intervalli di 15 minuti per la parte dei carichi elettrici intelligenti mentre una discretizzazione oraria per quanto riguarda l'ottimizzazione della parte termica del sistema. Essendo il tempo minimo di permanenza in servizio del cogeneratore di circa un'ora si evita così di

ricorrere a un algoritmo più complesso che sarebbe necessario a impedire l'accensione per tempi più brevi. Infatti, tutti i componenti di produzione di calore, quando accesi, rimarranno in funzione almeno per un periodo minimo, pari alla durata dell'intervallo di discretizzazione, cioè un'ora. Nella trattazione seguente l'unità temporale sarà chiamata "slot" e corrisponderà sempre a un'ora tranne che nella trattazione dei carichi elettrici sfasabili.

3.1.5 Regolazione delle unità di produzione

Si dispone di un accumulo sufficientemente grande da permettere il funzionamento di caldaia, cogeneratore e pompa di calore sempre a carico nominale. Mentre caldaia e MCI non traggono vantaggi nell'operare modulando la potenza, la pompa di calore ai carichi parziali potrebbe lavorare con COP più elevato. Tuttavia si è scelto di permettere solo il funzionamento on/off delle macchine privilegiando la semplicità dell'algoritmo.

3.2 Processo di ottimizzazione

Obiettivo dell'ottimizzazione è definire il programma di funzionamento dei componenti di produzione termica (pompa di calore, cogeneratore e caldaia) e successivamente il programma di funzionamento di eventuali elettrodomestici intelligenti di cui l'utente ha richiesto l'attivazione. Il processo è suddiviso in una serie di operazioni, da eseguirsi secondo l'ordine riportato. Il primo passo è la previsione del profilo del carico elettrico non controllabile da HECU, del consumo di ACS e del prezzo zonale dell'energia elettrica. Tali previsioni si effettuano tramite un'analisi dei dati storici. Si procede quindi al calcolo del volume di energia elettrica in eccesso o di quello da prelevare dalla rete facendo un bilancio energetico sul sistema costituito solo da impianto fotovoltaico e carichi elettrici non smart. Su queste basi si calcola il costo di produzione del calore per ogni soluzione possibile. Dopo aver stimato il fabbisogno termico per il riscaldamento si procede alla pianificazione della produzione di calore ricercando la soluzione di minor costo. Infine si programma il funzionamento degli elettrodomestici intelligenti dopo aver nuovamente calcolato il volume di energia elettrica in eccesso o di quello da prelevare dalla rete includendo nel bilancio energetico anche cogeneratore e pompa di calore.

Nell'Allegato A sono riportati i diagrammi logici corrispondenti ad ogni passo del processo di ottimizzazione.

3.3 Previsione dei consumi

Carico elettrico "non smart"

L'edificio ha un consumo di energia elettrica separabile concettualmente in due parti: una parte del consumo può essere controllato; questa quota è costituita dall'assorbimento di energia elettrica da parte della pompa di calore, operante in

riscaldamento, e dagli elettrodomestici smart; HECU può infatti decidere se attivare o no questi componenti in base alla logica di ottimizzazione. L'altra parte del consumo elettrico è invece costituita dal fabbisogno di elettrodomestici non intelligenti e dall'illuminazione, cioè da tutte le utenze non comprese nel precedente gruppo, che non possono pertanto essere controllate da HECU.

Il primo step del processo di ottimizzazione consiste quindi nel fare una previsione di questa seconda parte dei consumi elettrici, quella non controllabile. Chiameremo il profilo di consumo elettrico ottenuto carico elettrico "non smart"; tale risultato costituirà la base per il calcolo del costo marginale di produzione dell'energia termica.

Se, come nel caso dell'impianto di field test, la pompa di calore è reversibile, può essere utilizzata, oltre che per il riscaldamento e la produzione di ACS, anche per il raffrescamento degli ambienti. Il funzionamento in riscaldamento non è vincolato all'istantaneo soddisfacimento dei carichi termici, vista la presenza dell'accumulo nell'impianto. In tali condizioni si può quindi considerare l'energia elettrica assorbita dalla PdC come un carico sfasabile. Nell'impianto considerato non è invece presente un accumulo "freddo" (o comunque ha una capacità non significativa ai fini di questa trattazione). Quando la pompa di calore funziona in modalità inversa, è quindi necessario che produzione soddisfi istantaneamente il carico frigorifero. In tali condizioni non vi è possibilità di sfasare il carico elettrico della PdC che costituisce quindi un carico "non smart".

In generale il consumo elettrico di un'abitazione può dipendere da numerosi fattori come ad esempio la temperatura ambiente, l'irraggiamento e la differenza tra giorni feriali e festivi (cfr. paragrafo 2.2.2). Tuttavia il profilo di carico di un'abitazione monofamiliare, com'è quella considerata qui, è molto variabile da un giorno a un altro. La previsione del carico elettrico "non smart" sarà pertanto caratterizzata da una modesta precisione. Si evita pertanto di basare la previsione su un numero eccessivo di variabili rendendola di più semplice esecuzione e non penalizzando con tale scelta l'accuratezza del risultato. Si considera la dipendenza dal parametro "giorno feriale/festivo" per tener conto delle abitudini delle persone che utilizzano l'edificio. Per esempio un'abitazione potrebbe essere occupata solo durante le prime ore della mattina e alla sera durante la settimana mentre potrebbe essere occupata tutto il giorno nei giorni festivi. Inoltre si semplifica la dipendenza del carico "non smart" dalla temperatura esterna: si definisce una temperatura di riferimento sopra la quale si ritiene il giorno "caldo" e quindi probabile la necessità di condizionamento.

La previsione si basa su un'analisi dei dati storici di consumo elettrico dell'abitazione. Come schematizzato nel Diagramma 4 si prendono in considerazione un certo numero di giorni nel recente passato che siano dello stesso tipo del giorno in previsione: se quest'ultimo è un giorno feriale, si effettua la previsione sulla base dei soli giorni feriali, i più recenti; lo stesso accade per i giorni festivi. Dopo aver compiuto questa prima verifica, si controlla se la temperatura esterna ha superato o no un valore di riferimento. Se le previsioni meteorologiche indicano che nel giorno in previsione la temperatura esterna raggiungerà un massimo superiore al valore di riferimento, si basa il calcolo del carico elettrico solo sui dati dei giorni dello stesso tipo (cioè la cui temperatura esterna ha superato anch'essa tale valore). Viceversa, se i dati meteo

indicano che la temperatura esterna rimarrà sotto il valore di riferimento, la previsione si basa solo sui giorni in cui si è verificata la medesima condizione. Si cerca così di includere nell'ottimizzazione anche l'effetto che il raffrescamento dell'edificio ha sui consumi di energia elettrica. Per esempio se in un giorno di luglio è previsto brutto tempo e le previsioni indicano che la temperatura non supererà i 28 °C, HECU ritiene che sia improbabile la richiesta di “freddo” perciò non basa la sua previsione del carico elettrico sui giorni immediatamente precedenti, che supponiamo essere stati molto caldi, ma ricerca i dati relativi ai giorni in cui la temperatura era rimasta sempre sotto i 28 °C.

È possibile, soprattutto durante i primi giorni di funzionamento del sistema, che non si disponga dei dati relativi ai consumi storici dell'edificio. In tal caso, a uno o più giorni passati, si assegna un profilo predefinito per il carico elettrico “non smart”. Se l'archivio dei dati storici fosse completamente vuoto sarebbe più semplice assegnare un profilo predefinito direttamente al giorno in previsione. Tuttavia qualora si disponga dei dati di alcuni giorni, in numero non sufficiente ad effettuare la previsione, tale scelta permette di basare, almeno in parte, la previsione sui dati disponibili.

Per ogni giorno passato selezionato, per ogni slot, si sottrae al consumo elettrico totale dell'abitazione, rilevato dall'apposito wattmetro, il consumo elettrico della PdC, solo se in tale slot era attiva in modalità riscaldamento, e quello dei carichi intelligenti, anch'essi misurati da wattmetri, in modo da ottenere il solo consumo dei carichi non intelligenti:

$$C_{carichi\ non\ smart} = C_{complessivo} - C_{PdC\ in\ riscaldamento} - C_{carichi\ intelligenti}$$

Successivamente per ogni slot si fa una media dei consumi su i giorni passati il cui risultato costituisce il carico “non smart” ipotizzato per slot del giorno in previsione. Nel processo di media si può dar un maggior peso ai giorni più prossimi a quello in previsione qualora si ritenga che il comportamento dell'abitazione evolva rapidamente. Il numero di giorni passati su cui basare la previsione rimane un parametro modificabile. Dall'analisi dei risultati del field test si potrà ricavare il valore che minimizza lo scostamento tra valori previsti e valori misurati.

Il processo di ottimizzazione considera un orizzonte temporale di due giorni al fine di evitare lo svuotamento dell'accumulo a fine giornata. La previsione del carico elettrico “non smart” va quindi ripetuta anche per il giorno successivo a quello effettivamente in previsione.

Inevitabilmente il consumo reale dei carichi “non smart” sarà diverso da quello previsto e si verificheranno perciò degli scostamenti dall'ottimo:

- se in uno slot il consumo è maggiore, un'ottimizzazione basata su una previsione esatta avrebbe potuto favorire l'attivazione del cogeneratore rispetto a quella della PdC vista la minor disponibilità di energia elettrica in autoconsumo;

- viceversa se il consumo è minore di quello preventivato, l'ottimo avrebbe potuto prevedere l'attivazione della PdC a scapito di quella del cogeneratore vista la maggior disponibilità di energia elettrica e l'impossibilità di autoconsumo.

Questo ragionamento vale sia considerando singolarmente ogni slot sia su un orizzonte temporale più ampio, come possono essere le 24 ore di una giornata. Anche in questo caso una sovrastima del consumo dei carichi “non smart” favorirebbe l'attivazione della PdC per una durata maggiore mentre l'attivazione del cogeneratore per un tempo minore di quello ottimo. Viceversa in caso di previsione errata per difetto.

Acqua calda sanitaria

Seguendo gli stessi principi adottati per il carico elettrico “non smart” si esegue la previsione anche del consumo di acqua calda sanitaria, necessario in uno step successivo al calcolo del carico termico complessivo dell'abitazione. Per semplicità si mantiene il criterio di selezione che si basa sulla temperatura esterna, anche se non c'è una dipendenza evidente del consumo di ACS da tale parametro come invece accade per il carico elettrico. Il consumo previsto si determina quindi mediando i consumi di ACS di enne giorni passati che abbiano in comune con il giorno in previsione:

- tipologia di giorno (feriale/festivo);
- temperatura ambiente massima.

Anche in questo caso si utilizza un profilo ipotizzato qualora la serie storica di dati non sia sufficientemente ampia.

Quando si eseguono i calcoli relativi alle 24 ore del secondo giorno in previsione è necessario fare una stima di quello che sarà il prezzo zonale orario dell'energia elettrica. Infatti, l'ottimizzazione energetica dell'edificio si effettua all'inizio del primo giorno in previsione. In tale momento è disponibile l'esito del mercato del giorno prima relativo solo al giorno che sta per iniziare. Seguendo i criteri già enunciati di selezione dei giorni su cui basare la stima, si aggiunge anche questa previsione a quelle del consumo elettrico e di ACS.

All'utente è inoltre data la possibilità di comunicare a HECU quando l'abitazione non sarà occupata per un'intera giornata. In tal caso per i consumi elettrici “non smart” e quelli di ACS non viene fatta una previsione ma viene utilizzato un profilo predefinito apposito per la situazione, escludendo quindi i consumi legati alla presenza di persone nell'edificio. Non viene eseguita una previsione sulla base dei giorni in cui l'edificio non era occupato poiché si suppone che siano poco numerosi. Qualora invece siano un numero rilevante, per esempio 5 per ogni mese, si può ricorrere ad una previsione definendo oltre alle tipologie di giorno *lavorativo* e *festivo* la tipologia *non occupato*.

3.4 Calcolo dell'energia elettrica disponibile per l'autoconsumo

A valle del calcolo del consumo elettrico dei carichi “non smart” si va a considerare anche la produzione di energia elettrica da fotovoltaico e, qualora fossero presenti, altre fonti rinnovabili elettriche di natura aleatoria come, per esempio, un impianto microeolico. Il valore della produzione da PV è il risultato di una previsione: sulla base dei dati meteo si definisce il probabile grado di copertura del cielo in una determinata ora; si scala quindi la producibilità di un giorno limpido in funzione della copertura nuvolosa.

In base alle previsioni di consumo dei carichi elettrici “non smart” e di produzione da fonti rinnovabili si calcola per ogni slot qual è la quantità di energia elettrica disponibile per l'autoconsumo istantaneo. Una parte della produzione è autoconsumata dai carichi non intelligenti, mentre la rimanente quota, se presente, è quella disponibile. In presenza del solo impianto PV e non di altre rinnovabili elettriche, com'è il caso del sistema considerato, si calcola quindi:

$$EE_{disponibile} = EE_{PV} - EE_{carichi non smart}$$

Considerare nel calcolo dell'energia disponibile l'apporto fotovoltaico significa dare priorità di dispacciamento all'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile rispetto a quella che sarà eventualmente prodotta dal cogeneratore.

La quantità così calcolata può essere positiva o negativa secondo l'entità della produzione da PV e del consumo dei carichi:

- Se **positiva**, EE_{disp} rappresenta effettivamente una quantità di energia disponibile per l'autoconsumo istantaneo. Un eventuale ulteriore carico, non considerato già tra quelli “non smart”, potrebbe essere in parte o totalmente soddisfatto con l'energia disponibile. Il costo dell'energia elettrica consumata da tale carico sarebbe perciò quello corrispondente a una mancata vendita.
- Se EE_{disp} fosse invece **negativa**, significherebbe che l'abitazione, in un determinato momento, ha un fabbisogno di energia elettrica maggiore della produzione. Un'eventuale produzione elettrica da altre fonti, in particolare dal cogeneratore, verrebbe pertanto (in parte o interamente) utilizzata per soddisfare la richiesta dell'abitazione e valorizzata, per la quota autoconsumata, come un mancato acquisto.

Si calcola quindi, per ognuno dei 48 slot, un volume di energia elettrica disponibile (vedi Diagramma 5). Se questa è maggiore di zero è definita come $V_{disponibile}$ e sarà successivamente valorizzata come mancata vendita. Perciò il costo dell'energia elettrica consumata, per un volume minore o al più uguale a quello disponibile, sarà pari al prezzo zonale orario. Un'eventuale vendita dell'energia disponibile eccedente avverrebbe ancora al prezzo di vendita alla rete. Se invece l'energia disponibile è una quantità negativa è chiamata $V_{richiesto}$ mentre $V_{disponibile}$ è considerato nullo. In questo

caso l'energia elettrica eventualmente prodotta dal cogeneratore sarebbe valorizzata come mancato acquisto, per un volume minore o uguale a quello richiesto. Per ogni slot si ottengono un $V_{\text{disponibile}}$ e un $V_{\text{richiesto}}$ che saranno poi necessari alle successive fasi del processo di ottimizzazione.

$EE_{disp} > 0$	$V_{\text{diponibile}} = EE_{disp}$	$V_{\text{richiesto}} = 0$
$EE_{disp} < 0$	$V_{\text{diponibile}} = 0$	$V_{\text{richiesto}} = -EE_{disp}$

Il calcolo dell'energia elettrica disponibile in realtà prevede di sottrarre alla produzione da PV, oltre che il consumo dei carichi "non smart", anche il consumo della PdC e di aggiungere la produzione elettrica del cogeneratore, qualora i componenti siano attivi nello slot considerato.

$$EE_{disp} = EE_{PV} - EE_{\text{cari chi non smart}} - EE_{PdC} + EE_{MCI}$$

Tuttavia in questa fase del processo di ottimizzazione tutti i componenti (MCI, PdC e caldaia) sono considerati spenti quindi il consumo elettrico della pompa di calore è nullo e lo stesso vale per la produzione del MCI. Si includono questi termini nel calcolo perché lo stesso algoritmo sarà poi utilizzato nuovamente a valle della definizione del programma di riempimento dell'accumulo termico al fine di prevedere il volume di energia elettrica disponibile per gli elettrodomestici intelligenti.

3.5 Calcolo costo specifico marginale dell'energia termica

Giunto a questo punto l'algoritmo ricava il costo specifico marginale di produzione dell'energia termica al fine di definire qual è l'opzione più economica. Si utilizza il costo marginale di produzione poiché la configurazione del sistema è già definita. Il costo di acquisto delle macchine rappresenta quindi un investimento affondato e non rientra nell'analisi economica operata da HECU. Si distingue tra "componenti" e "soluzioni" di produzione di calore: per componenti si intendono le macchine prese singolarmente; ci sono quindi il componente PdC, il componente MCI ed il componente caldaia. Per soluzioni si intende un insieme di uno o più componenti: ci sono quindi le soluzioni PdC, MCI e caldaia ma c'è anche la soluzione MCI+PdC. Questa distinzione è necessaria poiché il funzionamento contemporaneo di alcuni componenti risulta diverso dal considerare la somma degli effetti del funzionamento dei singoli componenti. In particolare, per il caso in esame, bisogna tenere in considerazione che qualora cogeneratore e pompa di calore fossero attivi nello stesso slot la produzione elettrica del cogeneratore renderebbe disponibile energia elettrica in autoconsumo per la PdC. L'energia termica prodotta mediante PdC avrebbe quindi un costo minore visto che l'energia elettrica consumata è valorizzata come una mancata

vendita. Oppure, guardando il sistema dal punto di vista del cogeneratore, l'energia termica prodotta da quest'ultimo ha un costo minore poiché tutta o parte della produzione elettrica è valorizzata come un mancato acquisto dato che è utilizzata dalla PdC.

Per ogni slot, in base alla temperatura esterna e all'umidità dell'aria, si stima la producibilità delle diverse soluzioni in termini di calore ed energia elettrica. Lo stesso si fa per i consumi di energia elettrica e di gas naturale attesi in caso di attivazione delle soluzioni. Non si tiene conto della dipendenza di queste grandezze dalla temperatura dell'accumulo poiché non è possibile conoscere a priori il profilo di tale temperatura. Questa dipende infatti dal programma di produzione del calore, la cui definizione dipende a sua volta dalla presente valutazione dei consumi e delle produzioni possibili. Non è possibile giungere alla soluzione tramite un processo iterativo: si potrebbe infatti ipotizzare di definire un primo programma di funzionamento sulla base del quale calcolare una prima approssimazione del profilo di temperatura dell'accumulo. Con tale profilo sarebbe quindi possibile ricalcolare il costo e la producibilità delle diverse soluzioni e definire un nuovo programma di produzione del calore. Il nuovo programma tuttavia sarebbe completamente diverso dal primo visto; anche l'attivazione di una sola soluzione non prevista nel precedente programma rivoluziona l'andamento del profilo di temperatura dell'accumulo. Un tale metodo non converge quindi verso la soluzione. Per evitare un procedimento che complicherebbe molto il processo di ottimizzazione si definisce una dipendenza delle caratteristiche termiche ed elettriche dei componenti solo dalla temperatura esterna. I flussi di calore sono quindi modellati considerando solo la quantità di energia entrante o uscente dall'accumulo e non la temperatura alla quale si trova il fluido.

È inoltre necessario conoscere il valore del prezzo di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Il primo dipende dal contratto di fornitura: in generale è differente per le diverse fasce orarie e il profilo di costo è perciò diverso a seconda del giorno della settimana (feriale, festivo o prefestivo). Una volta definito il costo per ogni fascia oraria per ogni giorno della settimana si suppone che questo rimanga costante. Il prezzo di vendita invece viene definito per ogni ora sul mercato del giorno prima ed è quindi un dato che va acquisito ogni giorno. Visto che si considera un orizzonte temporale di due giorni il prezzo zonale orario al momento dell'esecuzione del processo di ottimizzazione è disponibile solo per il primo dei due giorni in previsione. Per il secondo si utilizzano i valori stimati al primo passo del processo di ottimizzazione.

Si descrive ora il calcolo del costo marginale specifico per ciascuna soluzione (cfr. Diagramma 6).

3.5.1 Caldaia

Questo componente s'inserisce nel processo di ottimizzazione nonostante la presenza del cogeneratore. Quest'ultimo risulterà conveniente nella maggioranza dei casi tuttavia, qualora il prezzo di vendita dell'energia elettrica sulla rete sia molto basso, per esempio in un giorno festivo molto soleggiato, il maggior rendimento termico

della caldaia potrebbe renderla una soluzione preferibile al cogeneratore. Inoltre potrebbe essere necessario attivarla in caso sia noto che cogeneratore e PdC non siano in grado di soddisfare la domanda in un determinato slot.

Il costo specifico dell'energia prodotta è direttamente calcolabile come:

$$c_{Eth} = \frac{C_{Eth}}{E_{th}} = \frac{c_{NG} \cdot E_{NG}}{E_{th}} = \frac{c_{NG} \cdot \frac{E_{th}}{\eta_{th}}}{E_{th}} = \frac{c_{NG}}{\eta_{th}}$$

dove C_{Eth} rappresenta il costo assoluto del calore prodotto (E_{th}), E_{NG} l'energia associata al combustibile e c_{NG} il costo specifico del gas naturale espresso in €/kWh. Il rendimento della caldaia si considera costante poiché eventuali sue variazioni dovute alla temperatura esterna non si ritengono significative. Qualora η_{th} dipendesse dalla temperatura esterna o da altri parametri bisognerebbe ricavarlo a monte di questo calcolo.

3.5.2 Pompa di calore

Il costo della produzione termica da PdC è pari al costo dell'energia elettrica consumata. Quando la pompa di calore funziona non in contemporanea con il cogeneratore utilizza l'energia disponibile in autoconsumo, il cui valore è stato ricavato al passo precedente. Se questa non è sufficiente è acquistata energia dalla rete. Si potranno verificare tre casi (c = costo di acquisto EE da rete; p = prezzo di vendita EE a rete):

- se $EE_{disp} < 0$ tutta l'energia elettrica sarà acquistata dalla rete:

$$C_{Eth} = EE_{PdC} \cdot c$$

- se $EE_{disp} > 0$ ed è sufficiente a soddisfare il fabbisogno della PdC tutta l'energia elettrica consumata sarà valorizzata come mancata vendita:

$$C_{Eth} = EE_{PdC} \cdot p$$

- se $EE_{disp} > 0$ ma non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno della PdC questa utilizzerà tutta l'energia elettrica disponibile in autoconsumo e preleverà dalla rete la rimanente quota:

$$C_{Eth} = EE_{disp} \cdot p + (EE_{PdC} - EE_{disp}) \cdot c$$

Le tre situazioni si possono riassumere come:

$$C_{Eth} = \min(EE_{PdC}; V_{disponibile}) \cdot p + (EE_{PdC} - \min(EE_{PdC}; V_{disponibile})) \cdot c$$

- Nel caso EE_{disp} sia una quantità negativa $V_{disponibile}$ sarà nullo pertanto l'espressione precedente diventa:

$$C_{Eth} = \min(EE_{PDC}; 0) \cdot p + (EE_{PDC} - \min(EE_{PDC}; 0)) \cdot c = EE_{PDC} \cdot c$$

- Nel caso EE_{disp} sia una quantità maggiore di zero e minore di $V_{disponibile}$ l'espressione precedente diventa:

$$C_{Eth} = EE_{PDC} \cdot p + (EE_{PDC} - EE_{PDC}) \cdot c = EE_{PDC} \cdot p$$

- Nel caso EE_{disp} sia una quantità maggiore di zero e maggiore anche di $V_{disponibile}$ l'espressione precedente diventa:

$$C_{Eth} = V_{disponibile} \cdot p + (EE_{PDC} - V_{disponibile}) \cdot c$$

Si ottiene così il costo marginale di produzione di una certa quantità di calore in un determinato slot. Dividendo il costo per i kilowattora prodotti si ottiene infine il costo specifico.

3.5.3 Cogeneratore

Il costo della produzione termica del motore a combustione interna è pari a quello del gas naturale consumato da cui si sottrae il ricavo dovuto alla vendita dell'energia elettrica generata. Quando il cogeneratore funziona non in contemporanea alla PdC possono anche in questo caso verificarsi tre situazioni differenti:

- se $EE_{disp} > 0$ tutta l'energia elettrica prodotta sarà venduta dalla rete al prezzo zonale orario: $C_{Eth} = C_{NG} - EE_{MCI} \cdot p$
- se $EE_{disp} < 0$ e $V_{richiesto}$ è sufficiente ad assorbire tutta la produzione elettrica del cogeneratore ($V_{richiesto} > EE_{MCI}$), tutta l'EE sarà valorizzata come mancato acquisto: $C_{Eth} = C_{NG} - EE_{MCI} \cdot c$
- se $EE_{disp} < 0$ ma la produzione del cogeneratore eccede il fabbisogno interno, parte dell'energia elettrica sarà autoconsumata e la rimanente quota sarà immessa in rete:

$$C_{Eth} = C_{NG} + EE_{disp} \cdot c - (EE_{MCI} + EE_{disp}) \cdot p$$

Si possono riassumere i tre casi nella seguente espressione:

$$C_{Eth} = C_{NG} - \min(EE_{MCI}; V_{richiesto}) \cdot c - \max(EE_{MCI} - V_{richiesto}; 0) \cdot p$$

Anche in questo caso si divide per il calore producibile dal cogeneratore, calcolato precedentemente, per ottenere il costo specifico.

Si sono quindi ottenute tre soluzioni. La soluzione caldaia può essere attivata in contemporanea con la soluzione PdC o con la soluzione cogeneratore. Le soluzioni PdC e cogeneratore non possono invece essere attive contemporaneamente nello stesso slot. Qualora siano attivi i componenti PdC e cogeneratore contemporaneamente è necessario eseguire un ulteriore calcolo del costo di produzione del calore.

3.5.4 Cogeneratore e pompa di calore

Qualora il cogeneratore e la pompa di calore fossero attivati nello stesso slot potrebbero verificarsi diverse situazioni a seconda dell'entità del volume di EE_{disp} e della quantità di energia elettrica erogata o assorbita dal sistema costituito dall'insieme di cogeneratore e PdC. Si possono distinguere due macrocategorie di condizioni a seconda del rapporto tra le potenze elettriche di cogeneratore e PdC.

Se la potenza elettrica della PdC è maggiore di quella del MCI in un determinato slot, l'assorbimento di energia elettrica della PdC sarà maggiore della quantità erogata dal MCI per cui il sistema PdC+cogeneratore complessivamente assorbirà energia. Con questa condizione fissata si possono distinguere ulteriori sottocasi:

1. $EE_{disp} > 0$ ed è sufficiente a soddisfare il fabbisogno di MCI+PdC per cui il volume eccedente è venduto alla rete. In questo caso il costo marginale di produzione dell'energia termica sarà quello dovuto al consumo di gas naturale a cui si deve sommare l'energia elettrica consumata dal sistema MCI+PdC valorizzata come mancata vendita.
2. $EE_{disp} > 0$ ma non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno di MCI+PdC per cui oltre ad utilizzare tutto il volume di EE_{disp} sarà necessario un prelievo di EE dalla rete. Il costo sarà dunque dovuto, oltre che al consumo di gas, in parte all'energia elettrica autoconsumata valorizzata come mancata vendita, in parte all'energia elettrica prelevata dalla rete e valorizzata perciò come un acquisto.
3. $EE_{disp} < 0$ tutta l'energia elettrica necessaria alla PdC e non erogata da MCI sarà prelevata dalla rete e valorizzata quindi come un acquisto.

Potrebbe invece verificarsi il caso in cui la potenza elettrica del cogeneratore sia superiore a quella della PdC o perché i componenti installati hanno tali caratteristiche in condizioni nominali o perché in certe condizioni di funzionamento l'assorbimento della PdC diminuisce o la potenza del MCI aumenta. In tal caso il sistema MCI+PdC erogherà nel suo complesso energia elettrica e si potranno verificare tre differenti casi:

4. $EE_{disp} > 0$ tutta l'energia elettrica erogata da MCI+PdC non essendo necessaria per soddisfare carichi elettrici "non smart" sarà immessa in rete e pertanto valorizzata come vendita.
5. $EE_{disp} < 0$ e l'energia elettrica erogata è sufficiente per soddisfare il $V_{richiesto}$. Quest'ultima quota verrà valorizzata come mancato acquisto mentre l'energia eccedente sarà immessa in rete e pertanto valorizzata come vendita.

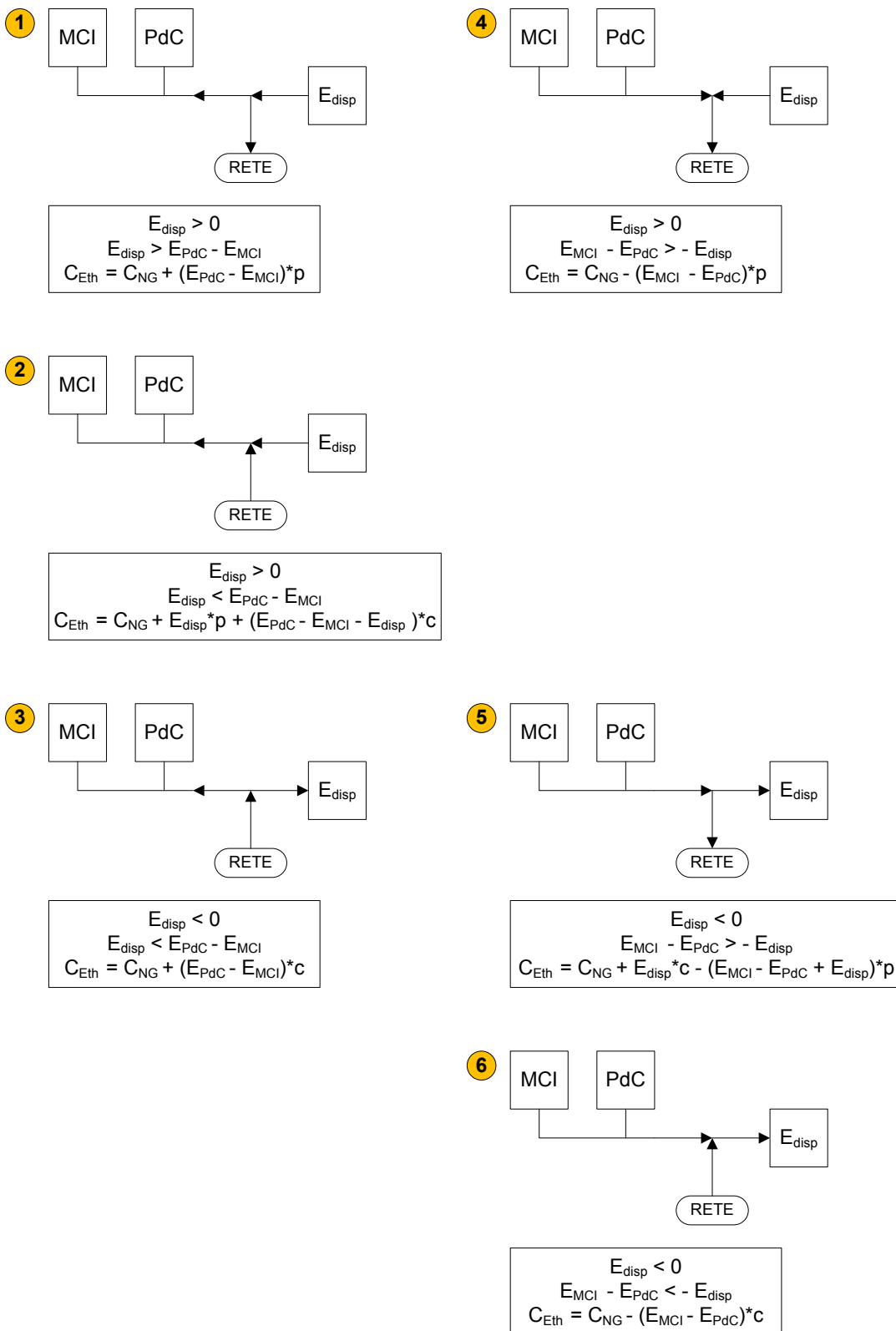


Figura. 3.1 Rappresentazione schematica delle possibili condizioni del bilancio elettrico orario del sistema. c e p rappresentano rispettivamente il costo di acquisto dell'energia elettrica e il prezzo di vendita alla rete.

6. $EE_{disp} < 0$ ma l'energia erogata da MCI+PdC non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno dei carichi "non smart" per cui tutta la produzione sarà autoconsumata e valorizzata come mancato acquisto.

Anche in questi ultimi tre casi si considera poi il costo del gas naturale consumato dal cogeneratore. Quando si parla di energia elettrica immessa in rete lo si fa al fine di poterla valorizzare come una vendita in questo passo del processo di ottimizzazione; Non è detto che sia effettivamente venduta: potrebbe essere utilizzata per alimentare i carichi elettrici intelligenti il cui programma di funzionamento viene definito in seguito.

Al fine di semplificare il calcolo, i casi descritti possono essere riassunti in due gruppi (cfr Diagramma 7):

- se $EE_{disp} < EE_{PdC} - EE_{MCI}$ significa che vi sarà un prelievo di EE dalla rete. Rientrano in quest'insieme i casi 2, 3 e 6. Il costo dell'energia termica prodotta è calcolato come:

$$C_{E_{th}} = E_{comb} \cdot c_{NG} + V_{disponibile} \cdot p_{vendita EE} + (EE_{PdC} - EE_{MCI} - V_{disponibile}) \cdot c_{acquisto EE}$$

Si riesce così a considerare che, se è presente EE disponibile per l'autoconsumo, questa è valorizzata come mancata vendita. La rimanente quota del fabbisogno elettrico è invece acquistata.

- se $EE_{disp} > EE_{PdC} - EE_{MCI}$ significa che vi sarà un'immissione di EE in rete. Verificano questa condizione i casi 1, 4 e 5. Il costo dell'energia termica prodotta è calcolato come:

$$C_{E_{th}} = E_{comb} \cdot c_{NG} + V_{richiesto} \cdot c_{acquisto EE} + (EE_{MCI} - EE_{PdC} - V_{richiesto}) \cdot p_{vendita EE}$$

L'espressione rende conto del fatto che qualora sia presente una richiesta di EE per supplire al fabbisogno dei carichi "non smart" questa quota di energia viene valorizzata come un mancato acquisto, essendo l'alternativa il prelievo dalla rete. La rimanente parte viene immessa in rete e valorizzata al prezzo zonale orario. Se $EE_{disp} < 0$ il significato della formula è di più difficile comprensione e va ricercato nelle diverse espressioni di cui rappresenta la sintesi matematica.

Tutti i valori presentati nelle precedenti formule sono distinti per ciascuno slot, tranne il costo del gas naturale che rimane costante. Si esegue il calcolo per ogni ora e si divide il risultato ottenuto per la somma della producibilità termica del cogeneratore e della PdC al fine di ottenere il costo specifico al kWh_{th} producibile.

3.6 Previsione del carico termico

La logica di ottimizzazione è di tipo previsionale. Per poter definire il programma di funzionamento dei componenti per la produzione di calore è quindi necessario avere una stima del profilo di carico termico dell'edificio. Prendendo un volume di controllo che comprende esclusivamente l'accumulo termico si identificano tre diversi flussi di calore uscenti: il carico dovuto al riscaldamento, il carico dovuto alla produzione di ACS e le perdite verso l'ambiente. Se il tank è ubicato all'interno dell'edificio è possibile raggruppare il riscaldamento e le perdite in un unico termine visto che entrambi i flussi di calore concorrono al riscaldamento dell'edificio. Il fabbisogno di ACS per ogni slot orario, in termini di kWh_{th}, è già stato stimato in un momento precedente, durante il primo passo del processo di ottimizzazione. Rimane quindi da valutare il fabbisogno di energia per il riscaldamento.

Si semplifica il calcolo dello scambio termico tra edificio e ambiente esterno attraverso un coefficiente globale di scambio supposto costante (G_{glob}):

$$\text{Consumo riscaldamento} = P_{th} \cdot \Delta t_{slot} = G_{glob} \cdot (T_{int} - T_{ext}) \cdot \Delta t_{slot}$$

Questo coefficiente tiene conto di numerosi fenomeni di scambio termico. Ritenerlo costante è un'approssimazione che si giustifica, oltre che al fine di ridurre la complessità del processo di ottimizzazione, poiché una sua dipendenza da altri parametri, ad esempio l'irraggiamento, aggiungerebbe alla previsione del carico termico l'incertezza della previsione su queste ulteriori variabili, non apportando

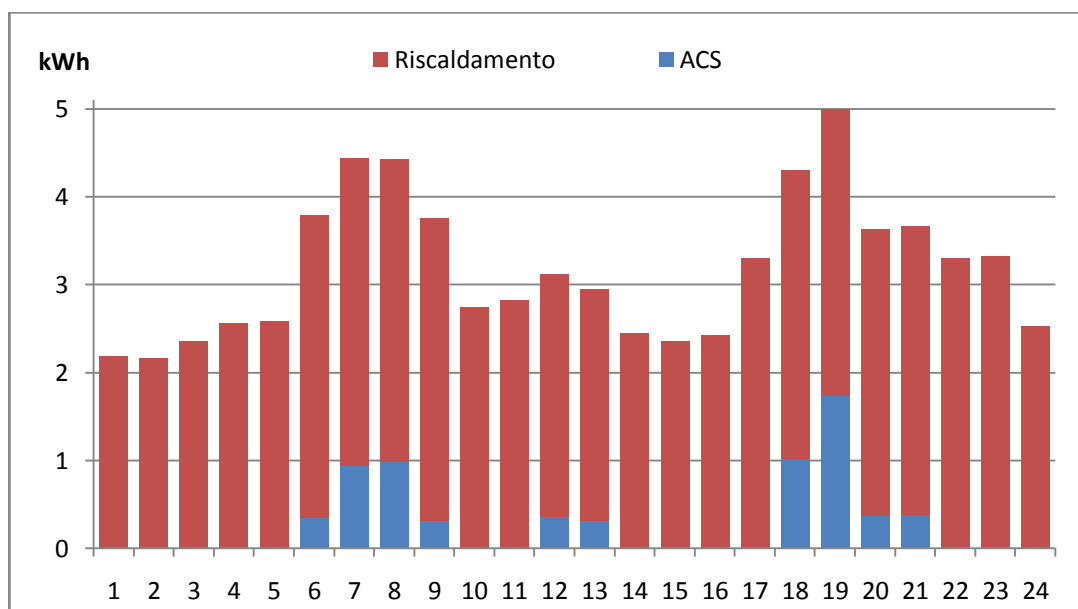


Figura 3.1: Esempio di profilo di carico termico dell'abitazione previsto in un giorno invernale.

quindi efficaci miglioramenti al risultato. Si evidenzia che nel presente calcolo non è considerata l'inerzia termica dell'abitazione, nell'ipotesi che la regolazione del sistema di erogazione termica sia effettuata mediante sonda esterna e curva climatica.

Durante i primi giorni di funzionamento l'algoritmo utilizza un valore ipotizzato del coefficiente globale di scambio. Questo valore è in seguito corretto sulla base delle misure degli effettivi consumi energetici dell'edificio.

Infine si calcola il fabbisogno termico complessivo dell'edificio sommando i consumi di ACS previsti e le stime di consumo per il riscaldamento (vedi Diagramma 8). Il profilo ottenuto costituisce il punto di partenza per il successivo passo dell'ottimizzazione.

3.7 Definizione del programma di riempimento dell'accumulo

Sulla base dei dati ricavati dai precedenti passi del processo di ottimizzazione è ora possibile definire il programma di funzionamento di PdC, cogeneratore e caldaia al fine di soddisfare il carico termico dell'edificio minimizzando i costi. Il Diagramma 9 riporta lo schema logico di questa fase del processo.

Da una misura della temperatura dell'accumulo, conoscendone la capacità in termini di kWh e il range di temperatura in cui può lavorare, si calcola il livello di riempimento di inizio giornata come:

$$E_{th}(0) = \text{Capacità accumulo} \cdot \frac{T_{acc}(0) - T_{min}}{T_{max} - T_{min}}$$

Si procede dunque alla disattivazione di tutte le soluzioni di produzione di calore eventualmente attive e si calcola il livello dell'accumulo in ogni slot considerando il flusso di calore uscente dall'accumulo dovuto al carico termico e, se presente un impianto solare termico, il flusso di calore entrante che ne deriva.

$$E_{th}(i) = E_{th}(i - 1) + Q_{ST}(i) - Q_{fabbisogno\ complessivo}(i)$$

L'apporto da solare termico, così come già fatto per la produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico, viene calcolato in base ad un profilo di producibilità tipica scalato in funzione del grado di copertura nuvolosa. Tuttavia è possibile utilizzare un metodo di previsione differente senza che ciò influisca sul funzionamento dell'algoritmo. Includere l'apporto da solare in questo stadio della pianificazione della produzione termica significa dare priorità allo sfruttamento della fonte rinnovabile rispetto all'utilizzo di gas naturale ed energia elettrica.

Nel calcolo del livello dell'accumulo in realtà si comprendono anche gli apporti di calore relativi a PdC, cogeneratore e caldaia (non riportati nella precedente espressione). Tuttavia, essendo tutte le soluzioni non attive in questa fase del processo, tali apporti risultano nulli. Questi termini, sebbene inizialmente ininfluenti, saranno necessari successivamente per determinare il livello dell'accumulo a seguito dell'attivazione di una o più soluzioni facendo uso della medesima funzione.

Inizia ora la definizione vera e propria del programma. L'algoritmo, per ogni slot orario, esegue essenzialmente 3 operazioni:

- 1) per ogni slot esegue una **verifica del livello dell'accumulo**;
- 2) se questo è inferiore al minimo genera una **lista ordinata** secondo il costo specifico marginale (di produzione del calore) delle soluzioni utili a riportare il livello dell'accumulo sopra al minimo;
- 3) da questa lista sceglie la **soluzione più economica** compatibile con i vincoli imposti e la attiva.

Si inizia dal principio della giornata, quindi dallo slot numero 1, a verificare che il livello dell'accumulo sia superiore al minimo e in origine la lista di soluzioni utili non contiene nessun elemento. Si utilizza un indice (*i_{old}*) che, al procedere della verifica del livello dell'accumulo, individua l'ultimo slot in cui si è riscontrato un livello minore del minimo, poi riportato in un range accettabile. Per esempio se con la verifica si è arrivati allo slot 10 ed era stato necessario attivare delle soluzioni di produzione di calore per riportare il livello dell'accumulo nello slot 8 ad un valore superiore al minimo, mentre nello slot 9 il livello era già maggiore del minimo senza bisogno di ulteriori interventi, l'indice in considerazione punterà all'ottavo slot. Inizialmente questo indice è posto uguale a zero. Si utilizza inoltre una variabile (*ultima soluzione attivata*) il cui valore definisce la tipologia e lo slot dell'ultima soluzione attivata durante i passi precedenti dell'algoritmo. Anche questa variabile ha inizialmente valore nullo.

A partire dal primo slot si controlla quindi se il livello dell'accumulo è inferiore al minimo. Qualora si verifichi questa condizione si utilizza un secondo indice, chiamato *i_{new}*, che punta allo slot in questione. A questo punto l'algoritmo provvede a generare una lista, come descritto successivamente, in cui sono presenti tutte le soluzioni che, se attivate, potrebbero riportare il livello dell'accumulo ad un valore superiore al minimo o perlomeno innalzare il livello anche se non a sufficienza da riportarlo entro il range accettabile. Questa lista è ordinata in senso crescente secondo il costo specifico marginale di produzione del calore di ciascuna soluzione. Pertanto il primo elemento della lista è la soluzione utile più economica e viene attivato.

A valle dell'attivazione si ricalcola il livello termico dell'accumulo nello slot in cui è stata accesa la soluzione ed in ogni slot successivo. Se in uno qualsiasi di questi slot il livello supera il massimo, si procede alla disattivazione della soluzione appena attivata e, per ogni slot, si ripristina il valore del livello termico precedente l'attivazione. Si elimina quindi la soluzione dalla lista dato che porta al raggiungimento di condizioni non ammissibili per l'accumulo.

È necessario verificare che l'accumulo non abbia superato il livello massimo in seguito all'attivazione di una soluzione poiché a un minimo del livello durante le prime ore della mattina può seguire, in presenza di apporto di calore dall'impianto solare termico, un aumento dell'energia accumulata. Un'eventuale attivazione di una soluzione nelle ore mattutine potrebbe quindi causare un superamento del livello massimo nelle ore centrali della giornata. Tuttavia anche in assenza di impianto solare termico è possibile che si raggiunga un livello termico insufficiente in uno degli ultimi slot della giornata. In questo caso l'algoritmo va a scegliere tra tutte le soluzioni utili precedenti allo slot in considerazione. L'attivazione di una soluzione, che va ad aggiungersi a quelle già attivate in precedenza, potrebbe causare il superamento del livello massimo se quelle già attive causavano l'approssimarsi del livello al limite superiore del range operativo (vedi Figura 3.2).

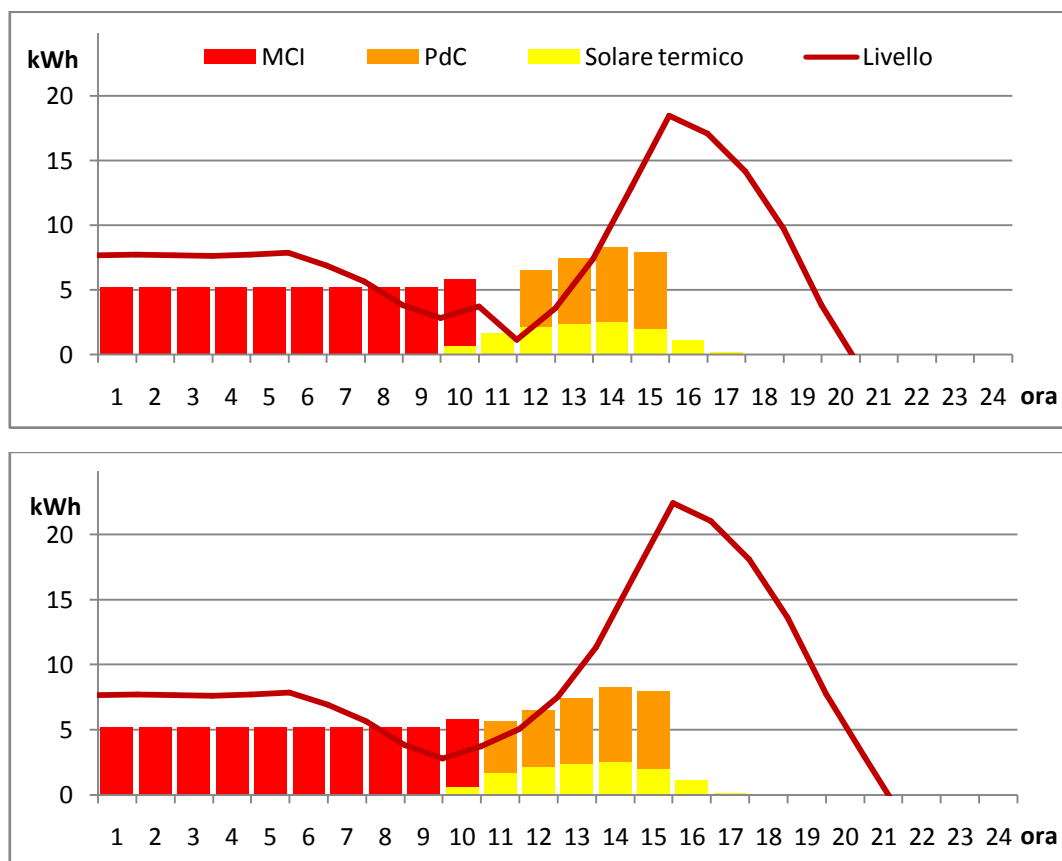


Figura 3.2: Esempio: per riportare il livello sopra al minimo nello slot 20 non è possibile attivare una soluzione precedente allo slot 16, per esempio la PdC nello slot 11, poiché causerebbe il superamento del livello massimo.

Qualora non sia possibile attivare la soluzione più economica, è comunque necessario attivare una soluzione di produzione di calore per evitare che l'accumulo rimanga con una quantità di energia insufficiente. Si attiva nuovamente il primo elemento della

lista delle soluzioni utili che però non è più il medesimo selezionato in precedenza, dato che quest'ultimo è stato eliminato. La soluzione ora attivata è quella che inizialmente era seconda in ordine di costo. Si esegue quindi la verifica del massimo livello raggiunto e, in caso sia necessario, si ripetono i passi precedenti fino a quando non si trova una soluzione che non provochi l'innalzamento eccessivo della temperatura dell'accumulo.

Una volta attivata la soluzione, se ne registra la tipologia e lo slot nell'apposita variabile e si assegna all'indice i_{old} il numero dello slot. Infatti questo slot è momentaneamente l'ultimo in cui si è riscontrato uno stato di riempimento dell'accumulo insufficiente.

Dopo aver individuato e attivato la soluzione utile più economica che non provochi il superamento del livello massimo, si verifica se l'attivazione di tale soluzione è stata sufficiente a riportare il livello sopra al minimo. Se così è stato si passa alla verifica dello slot successivo. Se invece il calore prodotto dalla soluzione attivata non è sufficiente si ripete il procedimento per lo stesso slot fino a quando il livello non risulta superiore al minimo. Potrebbe capitare che l'attivazione di tutte le soluzioni utili non sia sufficiente a raggiungere il minimo livello accettabile, per esempio se l'impianto è stato spento e l'accumulo si trova alla temperatura dell'acqua di rete. In tal caso si permette all' algoritmo di passare a considerare lo slot successivo anche se la temperatura nel serbatoio non rientra nei limiti previsti.

Una volta che si è verificato ed eventualmente risolto lo stato di riempimento dell'accumulo su tutti e 48 gli slot le soluzioni attive costituiscono il programma di produzione di calore da comunicare a DOKI. Qualora il livello non scenda mai sotto al minimo senza che vi sia la necessità di attivare nessuna soluzione, per esempio in una giornata estiva soleggiata, prima di terminare la definizione del programma si esegue una volta la generazione della lista delle soluzioni comprendendo tutti e 48 gli slot al fine di definire quali sono in ogni slot le soluzioni più economiche e quali le più costose. Ciò è necessario perché a DOKI deve comunque essere comunicato, per ogni slot, con quali componenti è più economico generare calore. In caso di emergenza, se il livello dell'accumulo dovesse scendere sotto al minimo, per garantire le utenze termiche attiverà il più economico anche se ciò non è previsto da HECU.

Generazione della lista ordinata delle soluzioni

Questo processo genera una lista in cui sono presenti tutte le soluzioni utili all'incremento del livello termico dell'accumulo in uno slot in cui tale livello è inferiore al minimo. Le soluzioni incluse nella lista sono pertanto quelle che prevedono il funzionamento di ogni componente in grado di entrare in servizio nello slot in esame e in ogni slot precedente. Si ricorda che per componenti si intendono PdC, MCI e caldaia mentre le soluzioni possono corrispondere al funzionamento dei singoli componenti così come a quello di più componenti contemporaneamente. La lista non è generata ex novo ogni volta che si incontra uno slot in cui il livello dell'accumulo è troppo basso ma si modifica la lista utilizzata allo step precedente aggiungendo e eliminando alcune soluzioni. Il processo è suddiviso in due fasi principali: si aggiungono alla lista tutte le soluzioni "base" comprese tra l'ultimo slot

che aveva causato la rigenerazione della lista (i_{old}) e lo slot considerato attualmente (i_{new}). Per soluzioni base si intendono: PdC, MCI, caldaia, PdC+MCI e sono così chiamate per distinguerle dalle soluzioni “delta” descritte in seguito. Si eliminano poi dalla lista l’ultima soluzione attivata e quelle non compatibili con questa. Quando necessario si aggiunge infine un’ulteriore soluzione. Si procede ora ad una descrizione dettagliata dell’algoritmo il cui schema logico è riportato nel Diagramma 10.

Prima parte: poiché la lista deve comprendere tutte le soluzioni precedenti allo slot in considerazione, almeno finché queste non vengono attivate o non ne viene attivata una non compatibile con esse, bisogna aggiungere all’ultima lista generata, che comprende le soluzioni attivabili fino a i_{old} , le soluzioni base appartenenti agli slot compresi tra quello successivo a i_{old} e quello attualmente in considerazione. Questa fase si esegue solo se i_{old} e i_{new} non coincidono. Infatti se durante il precedente passo della definizione del programma di riempimento il livello dell’accumulo non ha superato il minimo in uno slot nonostante l’attivazione di una soluzione, al passo successivo l’algoritmo prende ancora in considerazione il medesimo slot per cui i_{old} e i_{new} coincidono e non è necessario aggiungere nessuna soluzione “base”.

È possibile che uno o più componenti non siano in grado di funzionare per un periodo di tempo che, ai fini della definizione del programma di funzionamento, può variare da 1 slot a tutto l’orizzonte temporale del processo di ottimizzazione. Cogeneratore e caldaia possono essere esclusi in seguito ad un guasto. Lo stesso vale per la pompa di calore che però potrebbe non poter entrare in servizio anche a causa di condizioni ambientali sfavorevoli (basse temperature soprattutto se associate ad elevata umidità dell’aria esterna). Inoltre si tiene in considerazione che la PdC può essere utilizzata anche in modalità raffreddamento per soddisfare il fabbisogno dovuto alla climatizzazione estiva. Quando la temperatura ambiente è superiore ad una certa soglia, così come si è fatto per la previsione dei carichi elettrici “non smart”, si considera la PdC non disponibile per la generazione di calore poiché possibilmente chiamata a soddisfare il carico frigorifero. Un componente non disponibile impedisce l’inclusione nella lista di tutte le soluzioni che prevedono il funzionamento di quel componente. Per esempio se la PdC non può funzionare in una certa ora, le soluzioni PdC e PdC+MCI dello slot corrispondente vengono escluse (vedi Diagramma 11).

Seconda parte: dopo che è stata attivata una soluzione bisogna escludere le soluzioni che non sono compatibili con essa poiché prevedono il funzionamento di uno stesso componente o poiché il loro funzionamento in contemporanea alla soluzione attivata è già previsto da un’altra soluzione. Si possono verificare tre casi:

- se l’ultima soluzione attivata è PdC+MCI si escludono le soluzioni PdC e MCI;
- se l’ultima soluzione attivata è PdC si escludono le soluzioni PdC+MCI e MCI;
- se l’ultima soluzione attivata è MCI si escludono le soluzioni PdC+MCI e PdC.

La soluzione caldaia è compatibile con tutte le altre soluzioni base quindi una sua attivazione non causa l’avvio di questa fase. Si esclude poi l’ultima soluzione attivata

affinché non possa più essere selezionata. In caso di attivazione della PdC o del cogeneratore è necessario considerare anche delle ulteriori soluzioni, dette soluzioni “delta”:

- se l’ultima soluzione attivata è la PdC si considera anche la soluzione che prevede l’attivazione del cogeneratore. Chiamiamo questa soluzione $\Delta MCI+PdC / PdC$. Il calore prodotto da questa soluzione è pari a quello prodotto dalla soluzione MCI tuttavia il costo specifico è differente poiché il cogeneratore funziona in contemporanea alla pompa di calore. Il costo di tale soluzione può essere calcolato come:

$$\text{costo specifico}_{\Delta MCI+PdC} = \frac{(C_{E_{th} MCI+PdC} - C_{E_{th} PdC})}{E_{th} MCI}$$

- se l’ultima soluzione attivata è MCI si considera anche la soluzione che prevede l’attivazione della PdC. Chiamiamo questa soluzione $\Delta MCI+PdC / MCI$. Il calore prodotto da questa soluzione è pari a quello prodotto dalla soluzione PdC e il costo specifico è calcolato tenendo conto del contemporaneo funzionamento di cogeneratore e pompa di calore.

$$\text{costo specifico}_{\Delta MCI+PdC} = \frac{(C_{E_{th} MCI+PdC} - C_{E_{th} MCI})}{E_{th} PdC}$$

Se il componente che deve entrare in servizio in caso di attivazione della soluzione “delta” non è guasto, o comunque impossibilitato a funzionare, si aggiunge anche tale soluzione alla lista.

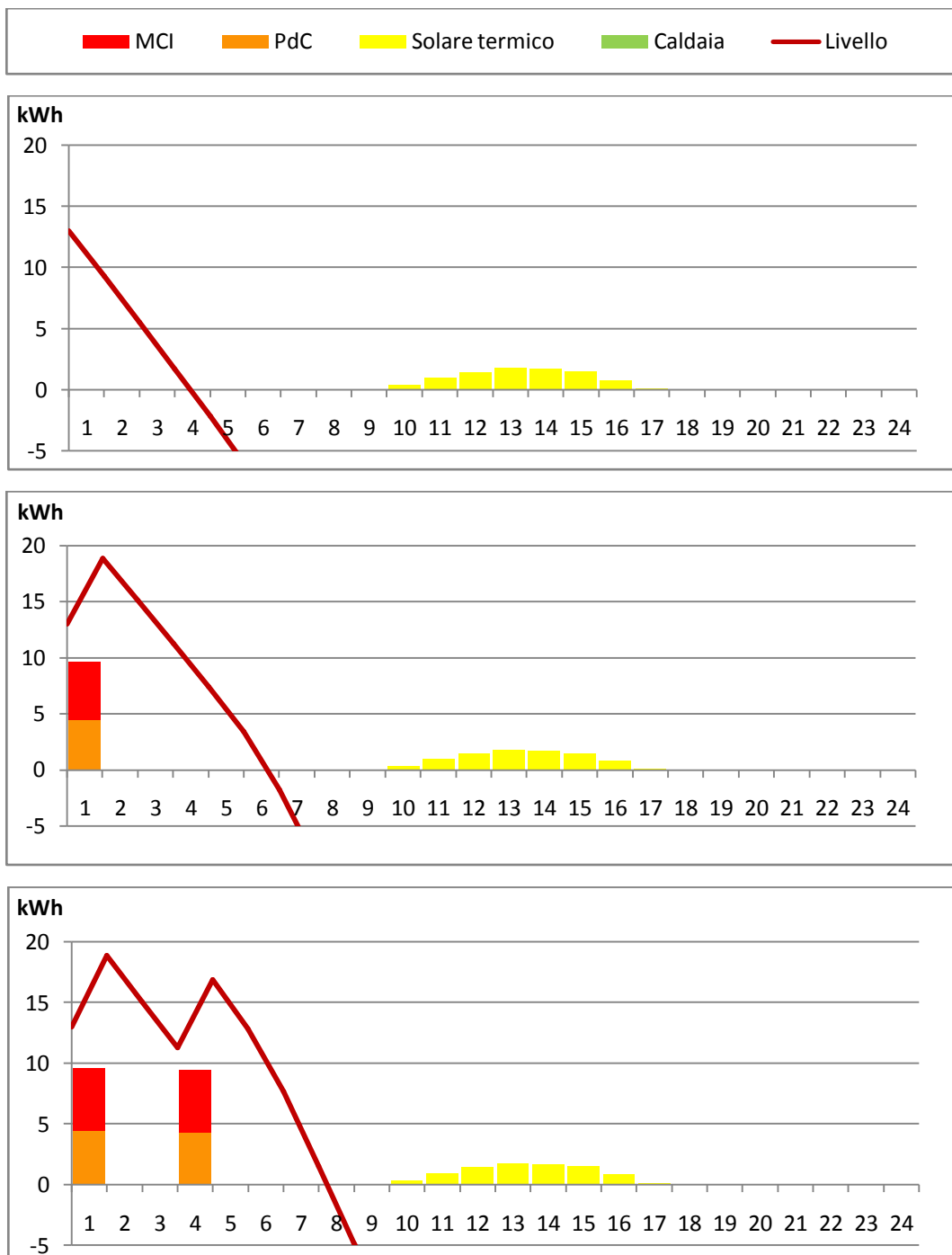


Figura 3.3: Illustrazione passo per passo del processo di definizione del riempimento dell'accumulo con capacità 20 kWh. In ascissa sono riportate le ore e sono rappresentate solo le prime 24 dell'ottimizzazione. Il livello di riempimento a inizio giornata corrisponde a circa i 2/3 della capacità massima ed è sufficiente a soddisfare il fabbisogno di calore delle prime 3 ore. Il processo inizia con tutte le soluzioni di produzione disattivate tranne il solare termico il cui apporto ha priorità d'utilizzo. Viene inizialmente preferita la produzione congiunta di cogeneratore e pompa di calore grazie ad un prezzo zonale dell'energia elettrica basso che non rende quindi conveniente la vendita alla rete.

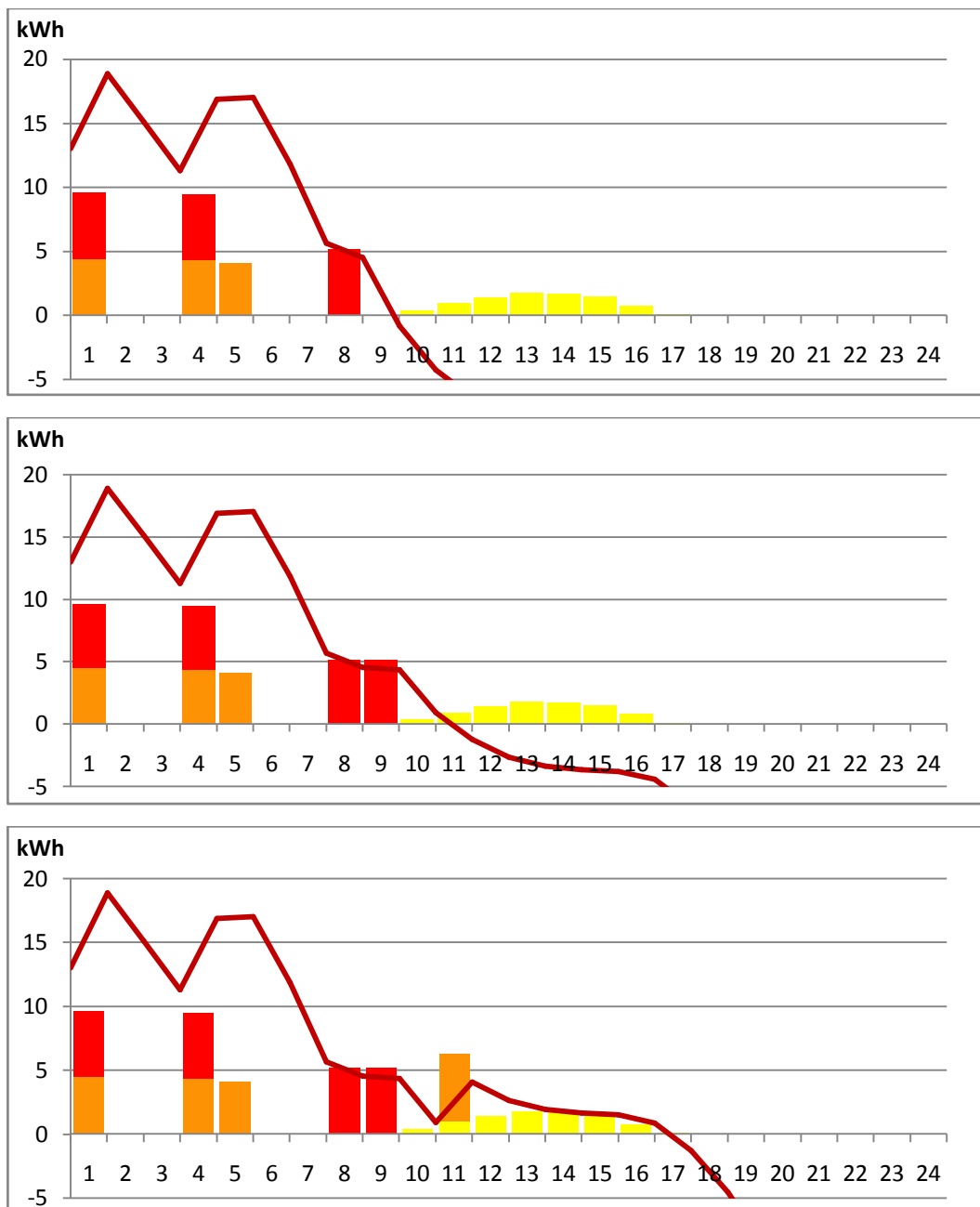


Figura 3.4: Nelle ore successive è invece preferito il funzionamento separato di cogeneratore e PdC. In particolare il cogeneratore è favorito tra le 8 e le 9 da un prezzo di vendita dell'energia elettrica che presenta un picco in questo intervallo. Nella parte centrale della giornata l'apporto da solare termico e il limitato carico termico non rendono necessaria la produzione di grandi quantità di calore. Si nota inoltre come il funzionamento della PdC sia favorito dalla disponibilità di energia elettrica in autoconsumo nelle ore centrali della giornata, prodotta dall'impianto fotovoltaico. Non è pertanto attivata congiuntamente con il cogeneratore. Si nota come il massimo livello dell'accumulo non sia ancora stato raggiunto.

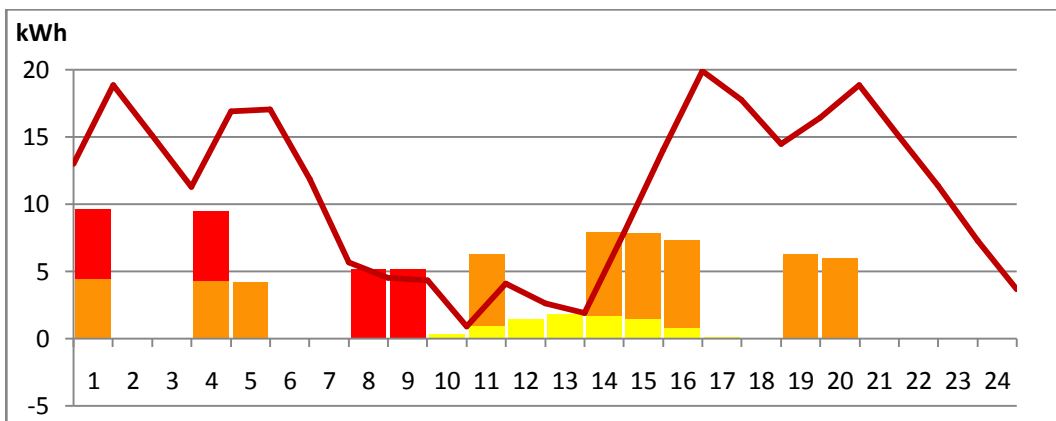
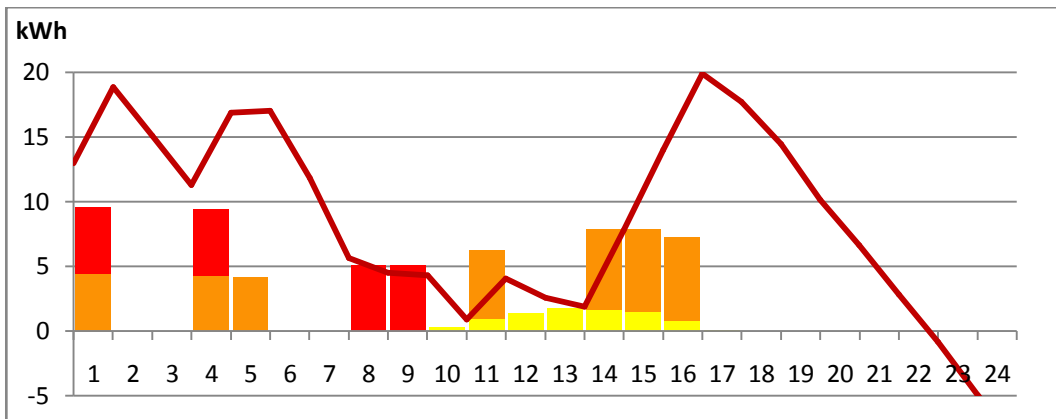


Figura 3.5: Sebbene il carico termico nella parte della giornata possa essere soddisfatto in gran parte dall'apporto del solare termico, in queste ore viene attivata la pompa di calore per far fronte al fabbisogno serale. Si sfrutta così l'energia rinnovabile prodotta da PV per caricare l'accumulo termico. Durante le ore pomeridiane quando non c'è energia elettrica disponibile in autoconsumo (17 e 18) la PdC non è attivata così da evitare i prelievi dalla rete. Dalle 19 in poi si rientra invece nella fascia off-peak, perciò l'utilizzo della PdC è favorito da un minor costo di acquisto dell'energia elettrica.

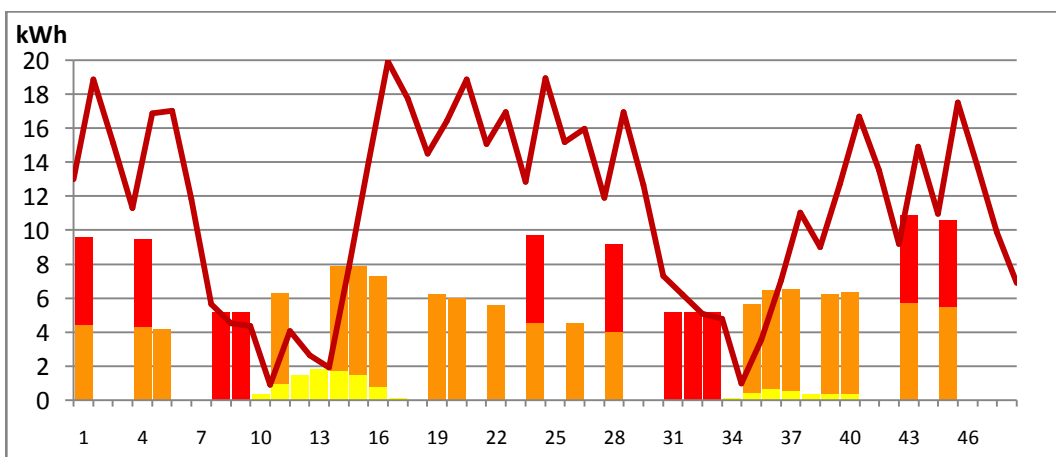


Figura 3.6: Il grafico riporta l'esito del processo di ottimizzazione relativo ai 2 giorni della previsione. Il risultato del secondo giorno non viene utilizzato ma sostituito da quello dell'ottimizzazione eseguita alla mezzanotte successiva.

3.8 Modifiche in caso di presenza di impianto solare termico

Qualora il sistema includa anche un impianto solare termico il cui apporto è in grado di riempire l'accumulo in un solo giorno, è necessario apportare delle modifiche all'algoritmo che ottimizza il riempimento del serbatoio per garantire il raggiungimento del risultato. Infatti è possibile, per esempio in una giornata estiva soleggiata, che si verifichino le seguenti condizioni:

- un significativo consumo di ACS nelle prime ore della mattina;
- una domanda termica molto ridotta durante le ore centrali della giornata;
- un apporto di calore da impianto solare termico significativo.

La rilevanza delle condizioni citate dipende dalla capacità dell'accumulo. Più questo è grande più dovranno essere grandi i flussi di calore per costituire un problema. Se il consumo mattutino di calore porta l'accumulo al di sotto del minimo, HECU in fase di programmazione tenta di attivare una soluzione di produzione termica per riportare il livello entro il range ammissibile. Tuttavia l'apporto solare causa un innalzamento del livello nelle ore centrali della giornata e l'attivazione di una qualsiasi soluzione nelle ore mattutine può provocare il superamento del massimo nelle ore pomeridiane (vedi Figura 3.7).

È dunque possibile che HECU non sia in grado di trovare nessuna soluzione che permetta di garantire la temperatura minima nell'accumulo senza superare quella massima. Sono quindi possibili tre opzioni:

- Si installa una superficie minore di collettori solari termici; tuttavia il contributo solare sarà minore durante tutto l'anno costringendo, soprattutto durante la stagione invernale, ad un maggior utilizzo di cogeneratore e pompa di calore.
- Si installa un accumulo di capacità maggiore
- Si prevede di non sfruttare completamente la produzione del solare termico, qualora ciò si renda necessario.

Supponendo che il dimensionamento dell'accumulo e dell'impianto solare sia già stato definito, si segue la terza via (cfr. Diagramma 12).

Se l'algoritmo di riempimento si trova, in un determinato momento, con una lista delle soluzioni vuota, le cause possono essere due: tutti o molti dei componenti non sono in grado di funzionare, a causa di guasti o condizioni ambientali sfavorevoli, in questo caso HECU non è in grado di risolvere il problema; oppure si sono verificate le particolari condizioni sopra descritte. In questo secondo caso la priorità del sistema è garantire l'utenza termica per cui si attiva una soluzione che riporti il livello sopra al minimo nello slot considerato, anche se questa causasse un superamento del livello massimo in uno slot successivo a quello in esame. Si procede quindi a definire la quota dell'apporto da solare termico che è necessario non sfruttare.

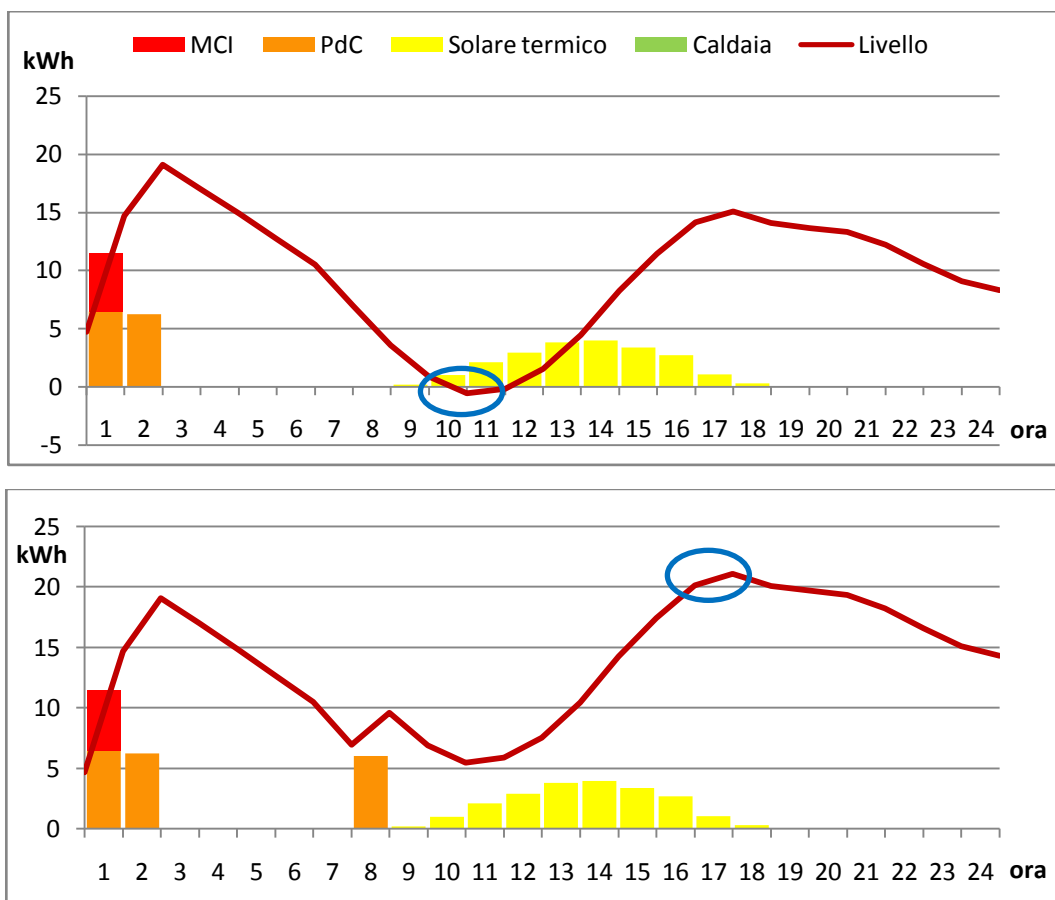


Figura 3.7 Condizioni in cui l'algoritmo non è in grado di trovare una soluzione per riportare il livello dell'accumulo sopra al minimo negli slot 10 e 11.

Per fare ciò si operano alcune modifiche sull'algoritmo: per ogni passo, cioè ogniqualvolta si incontra uno slot in cui il livello è inferiore al minimo, prima dell'attivazione di qualsiasi soluzione, si crea una copia della lista delle soluzioni che non verrà modificata dai tentativi dell'algoritmo di ripristinare il livello minimo. Se il livello dell'accumulo, dopo che l'algoritmo ha provato ad attivare tutte le soluzioni utili non è tornato entro il range accettabile, si sceglie la soluzione da attivare dalla copia della lista.

In questo caso attivare la soluzione più economica, cioè quella che ha il minimo costo specifico, non è la scelta più conveniente. Infatti una soluzione, per esempio MCI+PdC, potrebbe avere un costo minore di un'altra, per esempio PdC, ma avere una producibilità maggiore. Ne deriverebbe una produzione di calore superiore al necessario con una conseguente maggior quantità di energia da solare termico non sfruttata. Quindi, non si ragiona più in termini di costo specifico (€/kWh) ma di costo assoluto del calore producibile (€). Per ogni elemento della lista si sostituisce il valore del costo e si riordina secondo il nuovo parametro. A questo punto, come avviene normalmente, si attiva la soluzione più economica (in termini assoluti) e si verifica che non comporti un superamento del massimo in uno slot precedente allo slot in

considerazione (in uno degli slot successivi invece il massimo verrà superato). In caso non venga soddisfatta questa condizione si disattiva e elimina la soluzione e si prova con la seguente fino a che non se ne trova una accettabile. La lista delle soluzioni, nella forma che ha assunto a valle di questo processo, viene nuovamente modificata sostituendo al costo assoluto il costo specifico di ogni soluzione e quindi passata all' algoritmo principale che procederà poi con la definizione del programma di riempimento dell'accumulo.

Resta ora da definire qual è la quantità massima di calore da fonte solare che si può sfruttare senza superare il limite operativo dell'accumulo. Dove il livello supera il massimo si calcola quant'è la quantità di energia eccedente: $E_{th}(i) - E_{th MAX}$. Confrontando questo valore con la producibilità complessiva dell'impianto ST si può definire per quanto tempo permettere al ST di apportare energia all'accumulo.

La trattazione dell'impianto solare termico è semplificata: la producibilità dipende solo dal mese e dalla copertura nuvolosa. Se si definisse una dipendenza della producibilità dalla temperatura dell'accumulo, la problematica descritta sarebbe di minor entità poiché il rendimento dei collettori diminuisce quando la temperatura dell'accumulo si approssima al limite superiore.

Una possibile alternativa nella gestione dell'impianto ST consiste nel permettere al livello dell'accumulo di scendere sotto al minimo e demandare a DOKI il compito di decidere in tempo reale quale soluzione attivare per risolvere il problema. DOKI provvederà ad accendere uno dei componenti fino al ripristino del livello minimo senza obbligatoriamente mantenerlo in funzione per un'intera ora. In tal modo si produce solo la quantità di calore strettamente necessaria, evitando di generare calore in più che causerebbe poi un minor sfruttamento dell'energia proveniente dal ST. Quando poi il livello dell'accumulo raggiunge il massimo, si lascia che il controllo dell'impianto ST interrompa l'afflusso di calore all'accumulo. Se HECU dispone delle

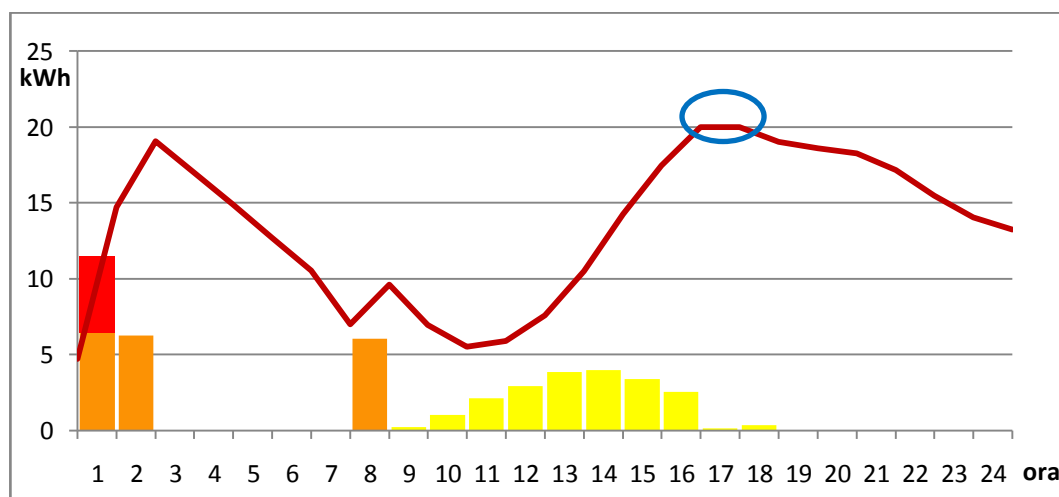


Figura 3.8: La produzione solare degli slot 16 e 17 non è interamente sfruttata al fine di mantenere l'accumulo ad un livello inferiore al massimo.

informazioni necessarie a prevedere il comportamento di DOKI, includendole nella logica di ottimizzazione, può effettuare una pianificazione della produzione di calore valida anche a valle dell'intervento di quest'ultimo. In caso contrario l'ottimizzazione dovrà essere rilanciata.

3.9 Comunicazione programma di funzionamento a DOKI

Quando HECU ha stabilito il programma di funzionamento dei componenti di produzione termica lo comunica a DOKI che controlla l'accensione e lo spegnimento di PdC, cogeneratore e caldaia. DOKI inoltre è predisposto alla gestione delle emergenze: se il carico termico dell'edificio è superiore a quello previsto e il livello dell'accumulo scende sotto al minimo DOKI interviene attivando il componente più economico non ancora attivo. Qualora la produzione termica supplementare non sia sufficiente a ristabilire un livello dell'accumulo accettabile possono essere attivati anche gli altri componenti non ancora attivi, dal più economico al più costoso. Viceversa se la domanda termica fosse inferiore a quella attesa, DOKI, per impedire il superamento della temperatura massima nell'accumulo, spegnerebbe uno o più componenti attivi partendo dal più costoso. Perciò è necessario comunicare a DOKI, oltre a quali soluzioni sono attive, anche il costo di ciascuna di esse ed il costo di quelle non attive. Non è indispensabile che DOKI conosca il costo specifico reale di produzione del calore, è sufficiente che i componenti siano in ordine di costo. Pertanto la lista che si trasmette, per ogni slot, conterrà da uno a tre componenti da attivare cui viene assegnato un costo fittizio che va da 1, per il più economico, al numero di componenti da attivare. Ai componenti che DOKI non deve attivare, anch'essi possono essere un numero variabile da zero a tre, si assegna un costo fittizio elevato: 101 al più economico (se presente), 102 al secondo, 103 al terzo (vedi Tabella. 3.2).

Descrizione particolareggiata dell'algoritmo (cfr. Diagramma 15): per ogni slot si crea una lista che include tutti i componenti attivi con i relativi costi marginali specifici di produzione termica ed una seconda lista che comprende quelli non attivi, anch'essi associati al rispettivo costo. L'operazione viene eseguita basandosi sulle soluzioni attive come descritto nel Diagramma 16.

Costo	Componente
1	Componente più economico attivato da HECU nell'ora corrente (se presente)
2	Secondo componente più economico attivato da HECU nell'ora corrente (se presente)
3	Terzo componente più economico attivato da HECU nell'ora corrente (se presente)
101	Componente più economico tra quelli NON attivati da HECU (se presente)
102	Secondo componente più economico tra quelli NON attivati da HECU (se presente)
103	Terzo componente più economico tra quelli NON attivati da HECU (se presente)

Tabella. 3.2 Struttura della lista comunicata a DOKI

HECU tuttavia ragiona in termini di “soluzioni” non di “componenti”. Perciò, se per esempio deve essere attivata la soluzione MCI questa corrisponde al componente MCI; in questo caso soluzione e componente coincidono. Se invece deve essere attivata la soluzione MCI+PdC questa corrisponde ai due componenti distinti MCI e PdC. È quindi necessario tradurre il programma di funzionamento, inizialmente espresso in termini di soluzioni attive, in termini di componenti attivi. Si possono verificare i seguenti casi:

- se è attiva la soluzione MCI+PdC andranno attivati entrambi i componenti perciò la lista dei componenti attivi deve essere costituita da MCI e PdC. Al fine di lasciare in servizio il componente meno costoso tra i due in caso di raggiungimento del livello massimo dell'accumulo, è necessario stabilire quale componente produce calore al minor costo in caso di funzionamento non contemporaneo dei due. A tal fine è sufficiente verificare il costo delle soluzioni MCI e PdC. Si assegna quindi al componente la cui soluzione corrispondente ha il costo minore il costo della soluzione MCI+PdC. Al secondo componente si assegna lo stesso costo ma maggiorato di una quantità infinitesima. Quando la lista dei componenti attivi sarà poi ordinata secondo il costo specifico ciò permetterà di ottenere il giusto ordine.
- Se è attiva la soluzione Δ MCI+PdC / PdC significa che deve essere attivato il componente MCI cui viene assegnato il costo della soluzione. Tuttavia è sicuramente attiva anche la soluzione PdC altrimenti la soluzione Δ MCI+PdC / PdC non avrebbe potuto essere attivata. Al componente PdC è assegnato il costo della relativa soluzione.
- Lo stesso ragionamento vale quando è attiva la soluzione Δ MCI+PdC / MCI. In questo caso al componente PdC viene assegnato il costo della soluzione “delta” mentre al componente MCI il costo della soluzione MCI.

Se non è verificato uno dei tre casi precedenti allora potrebbe essere attiva:

- Solo la soluzione PdC. In tal caso al componente verrebbe assegnato il costo della relativa soluzione. Il componente MCI andrebbe invece a far parte della lista dei componenti non attivi.
- Solo la soluzione MCI. In tal caso al componente verrebbe assegnato il costo della relativa soluzione. Il componente PdC andrebbe invece a far parte della lista dei componenti non attivi.

I primi tre casi si escludono a vicenda ed escludono il quarto ed il quinto. Se non è verificata nessuna di queste condizioni allora sia MCI che PdC andranno a costituire la lista dei componenti non attivi. L'attivazione della soluzione caldaia invece è compatibile con tutte le possibilità precedenti e sarà quindi aggiunta ad una delle due liste in base al suo stato di funzionamento.

Le due liste vengono quindi ordinate dal componente più economico al più costoso. Si procede poi alla creazione di un'unica lista sostituendo al costo reale un costo fittizio che permetta a DOKI di distinguere gli elementi attivi da quelli non attivi.

3.10 Energia elettrica disponibile per i carichi intelligenti

Una volta definito tutto ciò che riguarda l'aspetto termico del sistema si passa a considerare eventuali utenze elettriche il cui funzionamento è controllabile. Si tratta di carichi sfasabili quindi HECU può stabilire in che momento della giornata avviarli. Questi carichi "smart" sono in ogni caso attivati dall'utente: egli decide se un elettrodomestico deve funzionare e, solo in caso affermativo, HECU stabilisce il momento più opportuno per l'avviamento del ciclo di funzionamento. Si ritiene che l'utente voglia che ogni elettrodomestico termini il suo ciclo entro la mezzanotte del giorno in previsione. La programmazione, in questa fase, si esegue quindi su un orizzonte temporale di 24 ore non più di 48. Qualora l'ipotesi non fosse verificata si può estendere la pianificazione anche al secondo giorno con alcune complicazioni.

Il primo passo è il calcolo dell'energia elettrica disponibile in autoconsumo per ogni slot orario. Questa fase è identica a quella già eseguita a valle della determinazione dei carichi elettrici "non smart", tuttavia i termini di produzione elettrica del cogeneratore e di consumo della pompa di calore non sono più sempre nulli poiché ora, in seguito alla definizione del programma di produzione di calore, questi componenti risultano attivi in alcuni slot.

Come anticipato, per l'ottimizzazione dei carichi elettrici intelligenti si utilizza un passo temporale di 15 minuti in luogo dei 60 precedentemente adottati, al fine di cogliere le variazioni di consumo elettrico di un elettrodomestico all'interno del relativo ciclo di funzionamento. Ad ogni slot da 15 minuti si assegna quindi un quarto dell'energia elettrica disponibile dello slot orario corrispondente. Come durante il calcolo dell'energia elettrica disponibile in autoconsumo a valle della previsione dei carichi non smart, si definisce quindi un $V_{disponibile}$ pari all'energia disponibile se quest'ultima è una quantità positiva. Per ogni quarto d'ora si definisce anche un costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete ed un prezzo di vendita che sono pari al valore dello slot orario corrispondente (cfr. Diagramma 17)

3.11 Pianificazione dei carichi smart

Calcolo della disponibilità complessiva di energia elettrica

Il primo passo da compiere è verificare se l'accensione di un elettrodomestico in un determinato momento non provochi un prelievo di potenza dalla rete superiore a quello massimo previsto dal contratto. A tal fine, per ogni slot da 15', si definisce una nuova variabile detta "energia disponibile totale" che è la somma dell'energia disponibile in autoconsumo calcolata al passo precedente e della quantità massima energia prelevabile dalla rete (vedi Diagramma 18):

$$EE_{diponibile\ TOT} = EE_{disponibile} + P_{contratto} \cdot \Delta t_{slot}$$

Pianificazione

Il processo di ottimizzazione non considera complessivamente tutti i carichi intelligenti ma va a definire il programma di funzionamento di un elettrodomestico alla volta: seleziona il primo e definisce in che momento della giornata è più conveniente accenderlo; in seguito ricalcola l'energia disponibile totale sottraendo, dal profilo ottenuto al passo precedente, il consumo del carico attivato e va quindi a definire il momento più conveniente per accendere il secondo elettrodomestico. Procedo ripetendo i medesimi passi fino a quando l'attivazione di tutti i carichi smart non è stata definita. La soluzione così trovata potrebbe essere differente dalla migliore soluzione possibile. Infatti potrebbe verificarsi il caso in cui un primo carico sia attivato in un determinato momento della giornata, quello che risulta più economico. Sarebbe poi definito il momento migliore per l'attivazione di un secondo carico, considerato successivamente, che sarà quello in cui, considerando anche il consumo del carico precedentemente attivato, il ciclo dell'elettrodomestico avrà il costo minore. Tuttavia se si fosse invertito l'ordine in cui si erano considerati i carichi, il risultato avrebbe potuto essere differente: migliore o peggiore. Per evitare di dovere calcolare il costo di tutte le combinazioni possibili e per ridurre il più possibile l'eventuale scostamento dalla soluzione ottima si stabilisce un ordine in cui devono essere programmati gli elettrodomestici: si definisce per prima l'attivazione dell'elettrodomestico più difficilmente "collocabile". La difficoltà di trovare il momento adatto è tanto più alta quanto più il ciclo è lungo e quanto più è elevato il consumo di energia elettrica in ogni fase del ciclo. Per tener conto di entrambi i fattori, durata del ciclo e consumo delle varie fasi, si definisce come parametro caratteristico di ogni carico il consumo totale del ciclo. Così facendo la programmazione di un elettrodomestico caratterizzato un ciclo lungo è eseguita prima rispetto a quella di un elettrodomestico con un ciclo di minor durata, qualora entrambi abbiano un consumo per slot simile. Se invece quello con il ciclo più breve presentasse un consumo molto elevato, in una o più fasi, il consumo totale potrebbe essere il maggiore e sarebbe perciò la sua programmazione ad essere eseguita per prima.

Dopo aver ordinato gli elettrodomestici secondo il fabbisogno totale di energia elettrica si procede alla programmazione del primo. Per ogni slot si verifica se avviare il ciclo in tale slot non comporti un consumo maggiore rispetto all'energia totale disponibile in una qualsiasi delle fasi: si suppone di accendere l'elettrodomestico nel primo slot della giornata (cfr. Diagramma 19); in tale slot e negli $n - 1$ slot successivi, dove n sono le fasi del ciclo, si confronta la disponibilità di energia elettrica con il consumo della fase del ciclo che ricade nello slot in considerazione. Possono quindi verificarsi due casi: se in uno degli slot considerati il fabbisogno di energia elettrica è maggiore della disponibilità significa che l'ELDO non può essere avviato nel primo slot della giornata. Si procede quindi a considerare l'avviamento del ciclo nel successivo slot. Se invece la disponibilità è maggiore del fabbisogno per tutti gli slot si calcola il costo dell'intero ciclo e lo si memorizza (vedi Diagramma 20). Poiché il costo del ciclo ELDO è dovuto al consumo elettrico, è valutato allo stesso modo del costo del calore prodotto dalla PdC, anch'esso riconducibile al solo consumo elettrico. In ogni slot se il volume disponibile è maggiore del fabbisogno dell'ELDO, tutta

l'energia utilizzata è valorizzata come una mancata vendita. Se invece il volume disponibile è minore del fabbisogno, oppure nullo, si valorizza $V_{disponibile}$ come una mancata vendita mentre la quota di energia prelevata dalla rete come un acquisto. Per una fase del ciclo:

$$Costo(k) = \min(E_{ELDO}; V_{disponibile}) \cdot p_{vendita EE15'} + \\ + [E_{ELDO} - \min(E_{ELDO}; V_{disponibile})] \cdot c_{acquisto EE15'}$$

Si ottiene quindi il costo dell'intero ciclo avviato nello slot i come:

$$Costo\ ciclo\ (i) = \sum_{k=i}^{i+n-1} Costo(k)$$

Si passa poi alla valutazione della possibilità di avviare il ciclo nello slot successivo. Quando il procedimento è stato ripetuto fino ad arrivare alla fine della giornata si è ottenuta una lista costituita dai diversi costi che l'avviamento del ciclo ELDO in un determinato slot comporta. Si cerca quindi l'elemento della lista che presenta il costo minimo e si ottiene l'orario in cui avviare il ciclo ELDO (vedi Diagramma 21). In realtà, sempre ipotizzando la volontà dell'utente di far terminare il funzionamento di tutti gli ELDO entro la fine della giornata, la disponibilità di energia e il costo per l'avviamento di un ELDO non vengono valutati per gli ultimi slot. Avviare un ELDO in tali slot comporterebbe infatti la terminazione del ciclo dopo la mezzanotte. Qualora si volesse dare la possibilità agli elettrodomestici di poter funzionare fino al mattino seguente (o a un determinato momento del secondo giorno in previsione) sarebbe sufficiente proseguire con la valutazione della disponibilità elettrica e del costo fino all'orario scelto interferendo però con l'ottimizzazione del giorno successivo. È invece possibile permettere all'utente di scegliere l'orario entro il quale vuole che il ciclo ELDO sia completato. L'algoritmo valuta la disponibilità di energia elettrica ed eventualmente il costo solo fino allo slot in cui l'avviamento dell'ELDO comporterebbe la fine del ciclo nell'orario limite impostato dall'utente. Scegliendo tra le soluzioni così trovate quella di costo minimo, l'attivazione dell'ELDO avverrà automaticamente in un orario compatibile con le esigenze dell'utente.

A valle della pianificazione del funzionamento di un elettrodomestico intelligente si ricalcola su ogni slot l'energia elettrica disponibile totale sottraendo all'ultimo profilo calcolato il consumo dell'ultimo ELDO attivato.

$$EE_{disponibile\ TOT\ new}(i) = EE_{disponibile\ TOT}(i) - consumo_{ELDO}(i)$$

Si passa quindi alla definizione del programma del successivo ELDO e si ripete il procedimento fino alla definizione del programma di funzionamento di tutti gli ELDO.

3.12 Rilancio dell'ottimizzazione

La logica secondo cui opera HECU è di tipo previsionale: la programmazione della produzione termica e dei carichi intelligenti per poter dare vantaggi in termini di spesa economica deve essere eseguita per lo meno su un orizzonte temporale di 24. Per fare ciò è però necessario disporre di alcuni dati: temperatura dell'ambiente esterno, irraggiamento e consumi energetici dell'abitazione. I valori effettivi al momento dell'ottimizzazione non sono ovviamente disponibili. Si ottengono dei valori previsti mediante analisi storiche e modelli matematici. Vi sono quindi degli scostamenti tra valori previsti e valori effettivi che conducono il sistema a delle condizioni diverse da quelle attese. Pertanto, se durante il funzionamento si riscontra uno scostamento significativo dalla previsione, si ripete il processo di ottimizzazione sulla base dei dati rilevati in tempo reale e eventualmente di previsioni aggiornate. La stima dei carichi elettrici non smart, del consumo di ACS e del prezzo zonale dell'energia elettrica non viene ripetuta visto che il risultato, dipendente solo da dati relativi a giorni passati, sarebbe il medesimo dell'ottimizzazione eseguita a inizio giornata. Si comincia dalla previsione dell'energia elettrica disponibile il cui valore può cambiare se si dispone di previsioni meteorologiche aggiornate (cfr. Diagramma 26). È opportuno non andare a modificare il programma di ELDO che sono già in funzionamento.

È necessario scegliere un parametro sulla base del quale poter stabilire se vi è uno scostamento significativo dalla previsione oppure no. Vista l'importanza che fino ad ora si è data all'aspetto termico, e in particolar modo all'accumulo che è il nodo attraverso il quale passano tutti i flussi di calore, e visto che si utilizza una strategia derivata da una logica *termico segue*, si utilizza come riferimento il livello di riempimento dell'accumulo. Quando si rileva una differenza dal livello previsto, superiore a un valore stabilito, si rilancia il processo di ottimizzazione. Lo stesso si fa se il livello supera il massimo o scende sotto il minimo in modo da rimanere nei limiti fissati evitando l'intervento di DOKI. Per limitare il più possibile situazioni di emergenza HECU è programmato per mantenere l'accumulo in un range di temperatura più ristretto rispetto a quello effettivamente disponibile, con cui è programmato DOKI. In caso di violazione delle temperature limite HECU ha così la possibilità di trovare una soluzione migliore di quella che DOKI dovrebbe adottare in caso di emergenza. Più si restringe il range con cui lavora HECU minori saranno gli interventi di DOKI, si perde tuttavia in efficienza del sistema perché in pratica si riduce la dimensione dell'accumulo e la produzione di calore diventa meno flessibile. L'intervallo di temperature accettabili per l'accumulo può quindi essere oggetto di un'ottimizzazione una volta stabilita l'accuratezza delle previsioni effettuate. La precisione dipende però, oltre che dai modelli utilizzati per effettuare le previsioni, anche dal comportamento delle persone che utilizzano l'edificio.

L'algoritmo, per verificare il livello dell'accumulo, ragiona in termini di temperature. A intervalli regolari, ad esempio ogni ora, converte il livello previsto nella corrispondente temperatura, conoscendo la capacità, la temperatura massima e minima.

$$T_{acc\ prevista} = T_{min} + \frac{\text{livello accumulo previsto}}{\text{capacità accumulo}} \cdot (T_{max} - T_{min})$$

La si confronta quindi con quella effettiva e con i limiti operativi. Qualora si verifichi una delle condizioni sopra descritte, attraverso la misura della temperatura reale dell'accumulo si risale al livello di riempimento effettivo e, sulla base di quest'ultimo, si rilancia l'ottimizzazione (vedi Diagramma 25).

L'utente imposta la temperatura voluta in due (o più) differenti zone in cui è suddiviso l'edificio. HECU sulla base di una media pesata di queste temperature calcola il valore che utilizza come set-point. Qualora l'utente modifichi il set point, varia il fabbisogno di calore per il riscaldamento. Se la modifica è di una certa entità si rilancia l'ottimizzazione a partire dal calcolo dell'energia elettrica disponibile, se si dispongono di previsioni meteo aggiornate, o, in caso contrario, dal calcolo del costo marginale del calore prodotto. Una modifica del set point si ritiene significativa se riguarda un notevole incremento o decremento della temperatura impostata relativo ad un singolo slot ma anche se riguarda una correzione di un solo grado centigrado ma su numerosi slot. Si definisce quindi un limite alle modifiche in termini di gradi centigradi per ore; quando una variazione del set point supera il valore massimo, per esempio 5 °C*ora, si rilancia l'ottimizzazione.

Capitolo 4

Modello di calcolo e simulazioni

4.1 Simulazioni ideali

In seguito allo sviluppo logico dell'algoritmo è stato sviluppato un software che simula il funzionamento di HECU e della piattaforma di microgenerazione. Attraverso l'analisi dei risultati numerici, si intende valutare l'efficienza della logica di gestione e più in generale quella dell'impianto di riferimento descritto al paragrafo 1.2. Si vogliono quindi analizzare alcune configurazioni impiantistiche semplificate al fine di evidenziare il peso che la presenza (o l'assenza) di un componente ha sul sistema. Si sono ipotizzate le seguenti possibilità:

- assenza dell'impianto solare termico;
- assenza del cogeneratore;
- assenza della PdC;
- assenza dell'accumulo termico e dell'impianto solare termico.

Sono in seguito valutati gli effetti derivanti dalla variazione di capacità dell'accumulo termico e dell'applicazione di una tariffa per l'energia elettrica relativa ad un'utenza con potenza impegnata superiore a 3 kW. Si analizza infine l'effetto della presenza di un accumulo di energia elettrica sul sistema.

Il modello di calcolo è stato ideato specificatamente per l'architettura di riferimento. Sebbene sia in grado di gestire configurazioni in cui mancano uno o più componenti, l'assenza dell'accumulo cambia radicalmente la logica di ottimizzazione: è perciò necessario modificare parzialmente il modello.

Nell'analizzare il comportamento del sistema, si è inizialmente supposto che le previsioni dei consumi domestici, effettuate sulla base di dati storici, e le previsioni meteorologiche acquisite via web siano corrette. Questo è quindi un caso ideale, in cui i valori previsti corrispondono a quelli poi misurati effettivamente. Si fa riferimento in particolare alla temperatura esterna, all'umidità dell'aria, all'irraggiamento, al fabbisogno termico per l'ACS e per il riscaldamento e al consumo elettrico dei carichi intelligenti. Si suppone inoltre che il set point di temperatura impostato dall'utente sia sempre rispettato.

Il funzionamento delle unità di produzione di calore (MCI, PdC e caldaia) è di tipo on/off. L'output termico, ed eventualmente la produzione o il consumo di EE, non dipende quindi dal grado di parzializzazione delle macchine perché queste lavorano sempre a carico nominale. Come esposto nel paragrafo 3.5 il funzionamento di queste unità dipende unicamente dalle condizioni della temperatura esterna poiché si esclude la dipendenza dalla temperatura di mandata dell'acqua. Perciò, supporre che le previsioni meteo siano corrette, significa assumere anche che i valori di produzione di

calore previsti (e i corrispondenti valori di produzione/consumo di energia elettrica) siano esatti. Lo stesso vale per l'impianto fotovoltaico e l'impianto solare termico: la produzione di questi componenti è modellata ipotizzando una dipendenza solo dal valore d'irraggiamento. Previsioni meteorologiche accurate si traducono in una corretta stima della produzione.

Poiché sia il fabbisogno che la produzione di calore sono previsti correttamente, il livello di riempimento dell'accumulo non si discosta mai dal valore previsto, non scende sotto al minimo né supera il massimo. Non è quindi necessario rilanciare il processo di ottimizzazione. I dati che in condizioni operative normali vengono acquisiti via web o rilevati in tempo reale dagli appositi strumenti vengono simulati e inseriti come variabili di input nel modello.

Il modello definisce quindi per ogni giorno la programmazione della produzione termica e la pianificazione del funzionamento degli elettrodomestici intelligenti: sulla base della previsione del livello di riempimento dell'accumulo alla mezzanotte del giorno precedente, che si suppone corretta, il sistema è ottimizzato per il giorno successivo.

4.2 Dati in input

Il modello necessita di dati in input riguardanti:

- le condizioni atmosferiche;
- lo scenario tariffario di EE e gas;
- i consumi storici di ACS ed EE;
- le impostazioni dell'utente riguardanti temperatura e elettrodomestici;
- la caratterizzazione dell'edificio;
- la caratterizzazione dei componenti dell'impianto;
- il quadro normativo.

Il modello è pensato per simulare il funzionamento di HECU in presenza di serie di dati storici rilevati durante il funzionamento del sistema. È dunque predisposto per verificare lo scostamento tra previsioni effettuate e funzionamento reale dell'impianto. A questo stadio del progetto, non essendo ancora disponibili valori misurati si simulano i dati non disponibili.

A seconda dell'anno che si vuole simulare è possibile definire il calendario impostando il giorno in cui cade la prima domenica dell'anno. Vengono poi considerati festivi i seguenti giorni: 1° gennaio, 6 gennaio, 25 aprile, 1° maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1° novembre, 8 dicembre, 25 e 26 dicembre. In base alla normativa vigente si definisce inoltre il periodo in cui è consentito l'utilizzo del riscaldamento.

4.2.1 Dati acquisiti via web

Durante il funzionamento reale l'algoritmo acquisisce via web giorno per giorno alcuni dati riguardanti le previsioni meteorologiche e l'esito del MGP. Ai fini della simulazione sono invece caricati i dati relativi a tutti i 365 giorni in un'unica volta.

Condizioni meteorologiche

Il valore di temperatura è definito per ogni ora e per ogni giorno dell'anno. Lo stesso è fatto con i dati di umidità relativa, rappresentati in valore percentuale, e i valori di irraggiamento, anch'essi espressi con un coefficiente compreso tra zero e uno che rapporta l'irraggiamento misurato o previsto con quello relativo alla corrispondente ora di una giornata limpida. Il profilo orario di temperatura, di umidità relativa e dell'irraggiamento è stato ricavato dai dati storici registrati dall'ARPA Lombardia [23] durante l'anno 2013. Sulla base dei valori di irraggiamento si è poi calcolato per ogni ora il coefficiente indicante il grado di copertura nuvolosa, prendendo come riferimento il giorno con irraggiamento massimo per ogni mese.

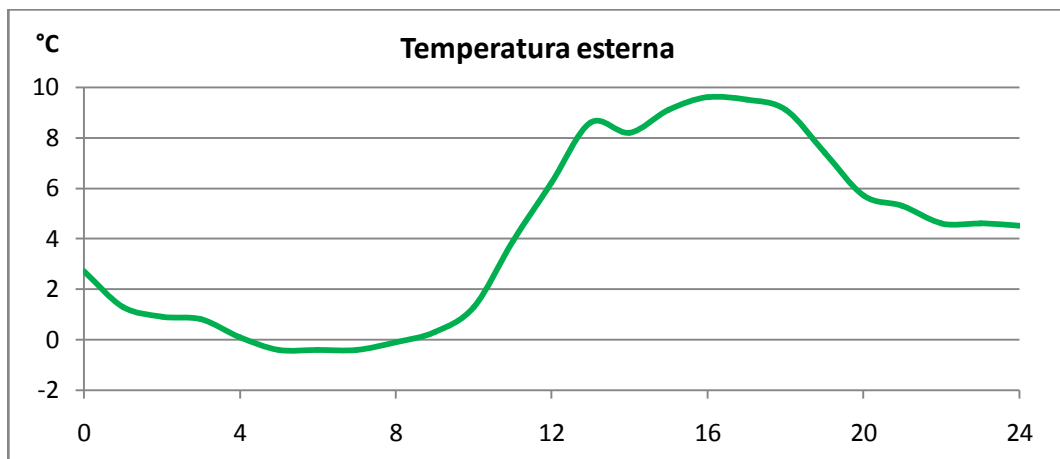


Figura 4.1: Esempio del profilo di temperatura

Energia elettrica

Come input il modello necessita dei valori del costo di acquisto e del prezzo di vendita dell'energia elettrica. Il prezzo di vendita dell'energia elettrica alla rete è il prezzo zonale orario definito sul mercato del giorno prima (MGP). È quindi necessario conoscere l'andamento del suo valore giornaliero e definirlo per ogni ora dell'anno. Per la simulazione sono stati utilizzati gli esiti del MGP per la zona NORD, ricavati dal sito del gestore dei mercati energetici [26]. L'uso dei valori relativi al 2013 ha permesso di avere a disposizione i dati di un anno completo. È possibile applicare un aumento fittizio del prezzo zonale al fine di tener conto dei vantaggi derivanti dallo scambio sul posto. Tale incremento di prezzo è affiancato dalla riduzione del costo di acquisto illustrata nel paragrafo successivo



Figura 4.2: Esempio di profilo di prezzo zonale orario definito sul MGP per la zona NORD

4.2.2 Input costanti

Costo di acquisto dell'energia elettrica

È sufficiente definire il costo di acquisto dell'EE per ogni giorno della settimana e per ogni fascia oraria visto che non vi sono variazioni da una settimana all'altra. Sulla base di questi valori è quindi definito il costo in ogni ora dell'anno. Si è ipotizzata una tariffa bioraria per un cliente di maggior tutela con una potenza impegnata di 3 kW [24]. Il costo è quindi distinto per fasce orarie: dalle 8:00 alle 19:00 dei giorni da lunedì a venerdì (F1) è applicata la tariffa per le ore di punta; in tutti gli altri orari (F23) è invece applicata la tariffa per ore non di punta. In questo secondo insieme sono comprese anche le festività. La differenza di prezzo tra le due fasce orarie è minima (circa 1 c€/kWh) perciò i risultati non si discostano in modo significativo da quelli derivanti dall'applicazione di una tariffa monoraria.

Il prezzo a cui si acquista l'energia elettrica è il risultato della somma di diverse componenti. Alcune di queste, come quella dovuta ai servizi di dispacciamento o ai servizi di rete, possono dipendere dallo scaglione di consumo. A priori non è possibile conoscere il volume di energia acquistato nell'anno in considerazione. Si ipotizza perciò un volume prelevato (al netto delle immissioni in rete) e si ricava il corrispondente prezzo medio unitario dell'energia elettrica per ogni fascia oraria da utilizzare nella simulazione. Dai risultati annuali ottenuti si calcola il volume di energia acquistata dalla rete al netto della quantità relativa all'autoconsumo differito. Si valuta quindi se l'ipotesi iniziale riguardante tale valore è verificata. Se così non è, si procede con una seconda ipotesi e si ripete la simulazione. Nella maggior parte dei casi la differenza tra prelievi e immissioni, che rappresenta il volume di energia elettrica sul quale sono calcolati gli scaglioni di consumo, rientra nello scaglione più basso perciò il costo dei prelievi dalla rete è fisso; non è quindi necessario il procedimento iterativo illustrato.

È quindi utilizzato un costo dell'energia uguale per tutto l'anno. Ciò costituisce una semplificazione poiché la definizione dello scaglione di consumo non è eseguita a livello annuale ma generalmente su base bimestrale. Nei periodi in cui il consumo elettrico è elevato e la produzione scarsa, per esempio nei mesi in cui funziona prevalentemente la PdC e il cogeneratore rimane spento, parte dei prelievi verrà fatturata in scaglioni elevati anche se il consumo annuale rientra in uno scaglione più basso poiché durante altri periodi la differenza tra prelievi e immissioni risulta molto piccola o anche negativa. Il costo medio reale di acquisto dell'energia elettrica può pertanto essere superiore a quello preventivato.

È possibile applicare una riduzione fittizia del costo dell'energia qualora si usufruisca del servizio di scambio sul posto per le ragioni esposte nel paragrafo 1.3.4. Questa riduzione è applicata in egual misura sul costo nelle diverse fasce orarie. I vantaggi derivanti dallo scambio sul posto possono essere distribuiti sia sul costo di acquisto sia sul prezzo di vendita dell'energia elettrica. In tal modo non si penalizza la produzione in sito e non si causa una significativa variazione del rapporto tra prelievi e immissioni.

Costo del gas naturale

Il costo di acquisto del gas dipende dal contratto di fornitura e si suppone che rimanga invariato durante l'anno. È possibile definire un prezzo distinto per il gas destinato al cogeneratore e per quello destinato alla caldaia. Per il calcolo del costo del gas naturale si è preso come riferimento andamento del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo ricavato dai dati dell'autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) [24], in particolare si è scelto il valore relativo al secondo trimestre 2013. Per distinguere tra gas destinato alla cogenerazione e gas destinato alla caldaia è stato preso come riferimento il costo al netto delle imposte, calcolato come somma di costi infrastrutturali, costi di vendita e costo della materia prima. Per il **gas destinato alla caldaia**, che rientra tra gli usi civili, supponendo che l'abitazione abbia un consumo compreso tra 480 e 1560 m³/anno:

- l'aliquota IVA è posta al 22%;
- si ipotizza che l'addizionale regionale non sia applicata;
- l'accisa di consumo è pari a 17 c€/Sm³.

Per il **gas destinato al cogeneratore** si applicano invece le seguenti imposte:

- l'IVA è posta al 10% poiché è utilizzato per la generazione di energia elettrica;
- l'addizionale regionale anche in questo caso non è applicata;
- l'accisa di consumo su una quantità di gas pari a 0,25 Sm³/kWh_{el} è posta a 0,045 c€/Sm³; sulla rimanente quota di gas è applicata l'accisa normale. Il cogeneratore in questo caso è un motore a combustione interna il cui rendimento elettrico è pari al 26%. Solo il 62% del combustibile utilizzato sarà perciò agevolato.

Sommando le imposte al valore precedentemente calcolato si ottiene quindi il costo complessivo in €/m³. Si è quindi ipotizzata una composizione molare del gas (CH₄ =

87%, $C_2H_6 = 6\%$, $CO_2 = 3\%$, $N_2 = 4\%$) potendo così ricavare il PCI (43,05 MJ/Kg) e infine il costo in €/kWh_{th}. Si ottiene un costo del gas destinato alla caldaia di 9,0 c€/kWh e di 7,2 c€/kWh per quello destinato al cogeneratore. L'accisa di consumo e l'aliquota iva dipendono dallo scaglione di consumo. A valle della simulazione è necessario verificare che il fabbisogno annuale di gas naturale rientri nello scaglione ipotizzato.

4.2.3 Dati storici dei consumi

In presenza di dati misurati relativi ai consumi di ACS ed energia elettrica dell'abitazione è possibile inserirli nel modello. I valori del carico elettrico sono suddivisi tra carico "non smart", consumo della pompa di calore in riscaldamento e consumo degli elettrodomestici intelligenti. Sommandoli si ottiene il consumo complessivo dell'abitazione. Ai fini del funzionamento dell'algoritmo è necessario conoscere il consumo dei carichi "non smart" nei giorni passati, pertanto se non si dispone direttamente del valore della loro quota di consumo orario è possibile ricavarlo a partire dagli altri tre valori di consumo. In mancanza di questi è invece necessario simulare il carico "non smart". È quindi definito un consumo differenziato per ogni mese dell'anno e per ogni tipo di giorno della settimana (feriale, prefestivo e festivo). I dati così impostati sono utilizzati per simulare il carico "non smart" per ogni ora dell'anno. Lo stesso procedimento si segue in assenza di dati storici relativi al consumo di ACS.

ACS

Il consumo di ACS viene definito nella forma di un profilo orario di domanda espressa in kWh. È stata fatta una distinzione tra i mesi invernali e quelli estivi: in questi ultimi si è supposto un consumo di ACS, in termini energetici, minore; ciò è dovuto principalmente alla maggior temperatura dell'acqua di rete. Solo per i mesi estivi si è

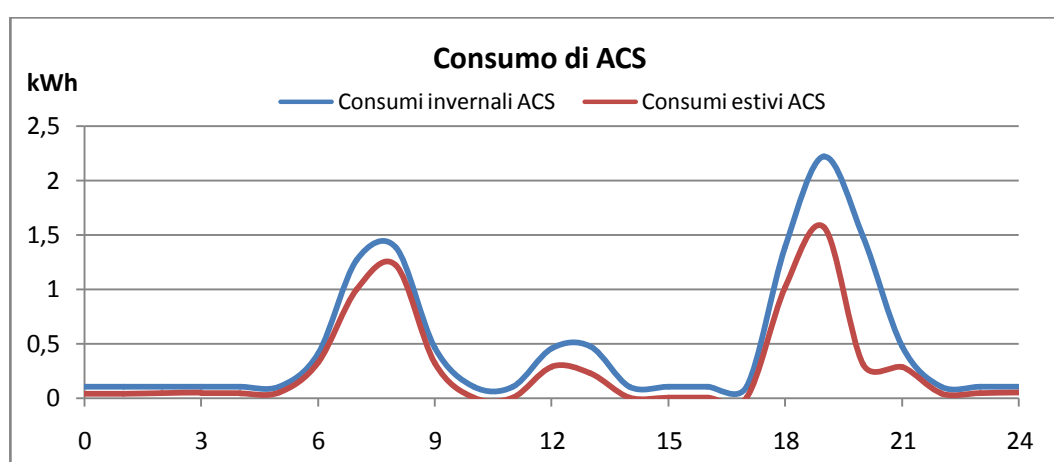


Figura 4.3: Esempio del profilo di consumo di acqua calda sanitaria in una giornata invernale e in una giornata estiva.

ipotizzato un consumo minimo in ogni ora del giorno che rappresenta le perdite termiche dell'accumulo. Nei mesi invernali questo termine è compreso invece nel consumo del riscaldamento e quindi tenuto in considerazione attraverso il coefficiente globale di scambio dell'abitazione. Dopo aver definito il profilo base per le diverse tipologie di giorno, si è aggiunta una componente aleatoria per ogni giorno e per ogni ora in modo da simulare le oscillazioni dovute al comportamento non prevedibile degli occupanti dell'abitazione. Si suppone un consumo annuale di 2300 kWh che corrispondono ad una media di 200 litri/giorno.

Carichi elettrici “non smart”

Si è supposto un consumo annuale di 3500 kWh. Per ricavare il fabbisogno complessivo dell'abitazione è necessario sommare a questo valore il consumo dei carichi intelligenti e della pompa di calore. Partendo dalla forma generale del profilo di consumo si è calcolato il valore per ogni ora differenziato per i diversi giorni della settimana e per i diversi mesi dell'anno. In particolare si è tenuto conto che durante i mesi estivi il carico elettrico non smart risente dell'effetto della produzione di freddo per mezzo della PdC. Per ogni giorno e per ogni ora è stata quindi aggiunta una componente aleatoria differente per simulare l'effetto del comportamento degli utenti.

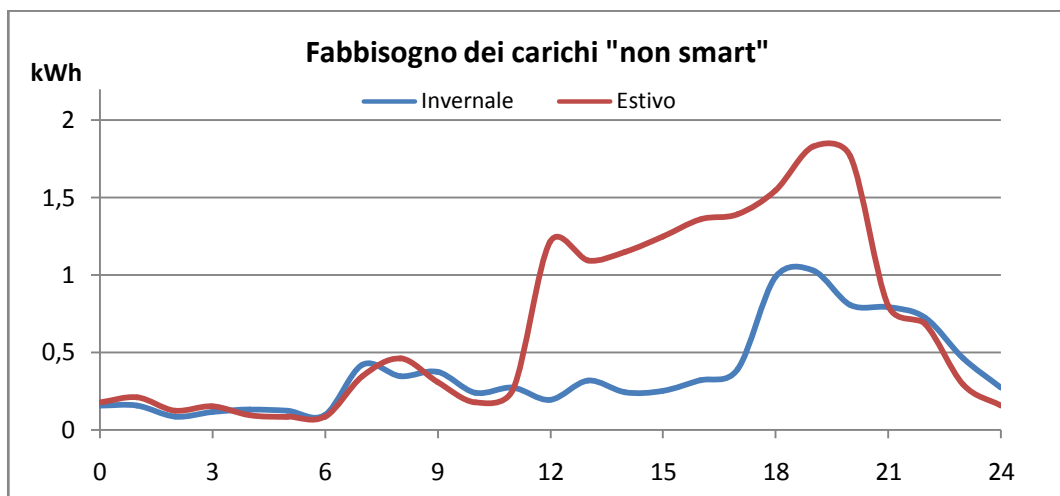


Figura 4.4: Confronto tra il carico elettrico “non smart simulato” per una giornata invernale e una estiva. Il maggior fabbisogno nella giornata estiva è dovuto all'utilizzo della PdC in raffreddamento, considerata come un carico non sfasabile.

4.2.4 Impostazioni dell'utente

Per quanto riguarda le scelte dell'utente, è necessario definire il set point di temperatura interna impostato per ogni ora. È necessario definirlo solo nel periodo in cui è consentito l'utilizzo del riscaldamento. Si devono inoltre inserire, per ogni giorno, gli elettrodomestici intelligenti che l'utente intende utilizzare. L'utente ha

infine la possibilità di comunicare a HECU che l'abitazione non sarà occupata in uno o più giorni. Vanno quindi inserite anche le impostazioni relative a questo parametro. Si è supposto che l'edificio sia occupato durante tutto l'anno.

Set point di temperatura interna

L'utente, tramite l'interfaccia di HECU, imposta la temperatura richiesta all'interno dell'abitazione ora per ora. Tale set point è utilizzato da HECU per la previsione del fabbisogno di calore. Si è quindi definito un profilo di temperatura da mantenere che tiene conto di supposte abitudini dell'utente: una temperatura più elevata nei momenti in cui l'abitazione è occupata (20°C), una inferiore per i periodi non occupati e le ore notturne (17°C). Poiché il comportamento cambia a seconda del giorno della settimana viene definito un profilo diverso per giorni lavorativi, prefestivi e festivi. Un ulteriore profilo è assegnato ai giorni in cui si prevede che l'abitazione non sarà occupata.

Carichi intelligenti

Si suppone vi sia la presenza di elettrodomestici il cui avviamento può essere controllato da HECU. È stato ricavato il consumo medio degli ELDO su intervalli di 15 minuti sulla base del consumo caratteristico istantaneo di un ciclo di una lavatrice e di una lavastoviglie. È poi inclusa la possibilità di utilizzare un forno come carico intelligente. Per ogni giorno dell'anno sono state simulate le decisioni dell'utente riguardanti questi elettrodomestici stabilendo quali debbano essere avviati ed entro che orario debba essere completato il ciclo di funzionamento.

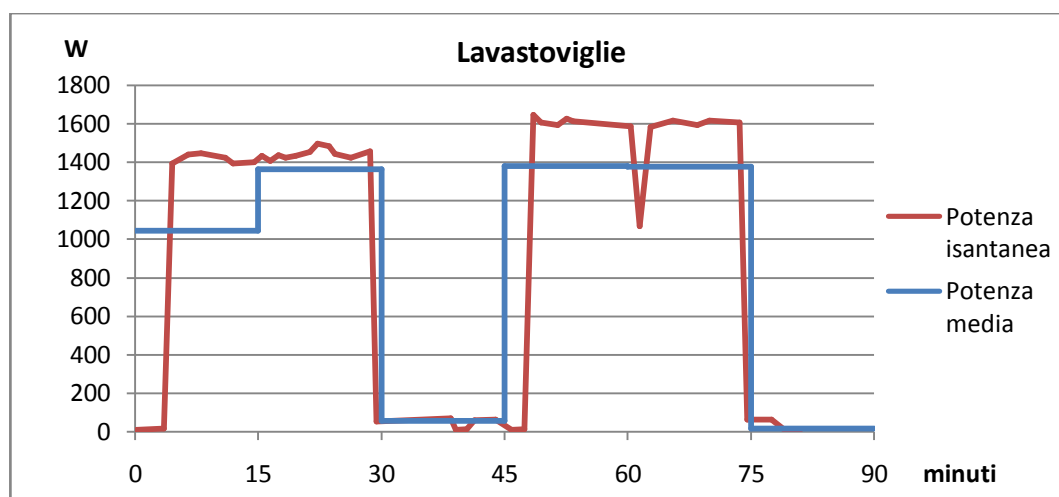


Figura 4.5: Esempio di modellizzazione del ciclo di una lavastoviglie. In base ai valori di potenza istantanea si è ricavata la potenza media su intervalli di 15' e il conseguente consumo di energia.

4.2.5 Componenti dell'impianto

Impianto fotovoltaico

L'impianto solare fotovoltaico è modellato tramite un profilo di producibilità tipica in una giornata limpida. Tale profilo è differenziato per i diversi mesi dell'anno. Viene inoltre definita una funzione che lega la producibilità di un giorno non limpido alla producibilità massima relativa al mese considerato. A tal fine si utilizza il coefficiente che rappresenta il grado di copertura nuvolosa previsto.

Impianto solare termico

Per tutte le unità di produzione di calore si ipotizza che il funzionamento non sia influenzato dalla temperatura di mandata dell'acqua, dipendente a sua volta dalla temperatura media dell'accumulo. Si suppone quindi che la potenza termica e, qualora presente, anche la potenza elettrica dipendano solo dalle condizioni di temperatura dell'aria esterna.

Come per l'impianto PV, per il solare termico è definito un profilo di producibilità in termini di kW, assegnando una certa potenza a ciascuna ora della giornata. Tale profilo è diverso per ogni mese dell'anno. Si è ipotizzato un impianto con una superficie di $4,3 \text{ m}^2$, corrispondente a quella installata nel field test, esposto a sud e con un'inclinazione di 60° . Anche in questo caso si definisce una funzione che lega la produzione prevista al grado di copertura nuvolosa, anch'esso previsto. Si ottiene una produzione annua di 620 kWh/m^2 , che è un valore plausibile per un impianto installato nel nord Italia [22].

Pompa di calore

Per il funzionamento della PdC in riscaldamento si sono utilizzate delle curve di prestazione che legano output termico e assorbimento elettrico alle condizioni dell'aria all'evaporatore. Poiché il funzionamento previsto è di tipo on/off si sono utilizzati unicamente i valori corrispondenti al carico nominale. I valori utilizzati sono relativi alla pompa di calore aria/acqua RIELLO NexPolar 006MN che ha, in condizioni di temperatura dell'aria esterna di 7°C e di mandata dell'acqua di $40\text{-}45^\circ\text{C}$, una potenza termica di $5,86 \text{ kW}$ e un assorbimento di $1,89 \text{ kW}$. Si definisce inoltre una temperatura limite al di sotto della quale la PdC non è in grado di funzionare. Questa temperatura dipende dall'umidità dell'aria.

Cogeneratore

Per definire il funzionamento del cogeneratore è necessario definire potenza termica, potenza elettrica e potenza del combustibile in ingresso. Il cogeneratore sviluppato all'interno del progetto PIACE è caratterizzato da una potenza termica di $4,2 \text{ kW}$ ed elettrica di $1,5 \text{ kW}$ con un rendimento elettrico nominale del 26% calcolato sul potere calorifico superiore del combustibile. L'output elettrico è simile all'assorbimento della pompa di calore funzionante in riscaldamento. In caso di attivazione contemporanea la maggior parte del fabbisogno elettrico sarà perciò soddisfatto in autoconsumo.

Caldiaia

Si caratterizza per mezzo di due valori: potenza e rendimento termici. Si suppone che l'influenza della temperatura esterna non vari significativamente le prestazioni della caldaia. La caldaia installata nell'impianto di field test ha una potenza termica utile che può variare da 19,5 a 21 kW a seconda della temperatura di mandata dell'acqua. Durante il normale funzionamento del sistema, tuttavia, non è necessario che la caldaia raggiunga tale potenza visto che eventuali picchi di domanda possono essere soddisfatti con l'ausilio dell'accumulo. Si suppone quindi che, quando la caldaia entra in funzione per caricare l'accumulo, operi a carico parziale. Come sarà più chiaro dai risultati delle simulazioni, questo componente viene attivato un numero limitato di volte poiché il calore può essere prodotto con minori costi utilizzando il cogeneratore o la pompa di calore; ha quindi funzione di supporto in situazioni in cui la capacità degli altri componenti non è sufficiente. Una potenza di 10 kW_{th} è più che sufficiente in tali situazioni: si considera quindi il funzionamento della caldaia solo a carico parziale in modo tale da ridurre la quantità di calore prodotta da questo componente e permettere un maggior utilizzo delle macchine più efficienti.

Accumulo

L'accumulo è caratterizzato da un range di temperature entro cui può operare: una temperatura minima garantisce la disponibilità di calore per l'utenza termica e una temperatura massima è necessaria per evitare il danneggiamento dell'impianto. Conoscendo la capacità in termini di litri si ricava il valore corrispondente in termini di energia (kWh). Viene definita anche la differenza che mediamente si riscontra tra la temperatura media e la temperatura di mandata della PdC che è il componente più influenzato dalle condizioni dell'acqua nell'accumulo. Le prestazioni della pompa di calore sono infatti calcolate in funzione della sua temperatura di mandata. Nell'impianto prototipale è installato un accumulo da 900 litri; considerando un range operativo di temperatura di 35°C è possibile stoccare circa 35 kWh_{th}.

Edificio

Si considera come riferimento un'abitazione monofamiliare con una superficie di 150 m². Si suppone che l'edificio rientri nella classe energetica D alla quale corrispondono dei consumi per il riscaldamento pari a 90 kWh/m²anno. Si definisce quindi il coefficiente globale di scambio dell'abitazione (G_{glob}) pari a 260 W/K.

4.3 Risultati

Si analizza innanzitutto l'impianto di riferimento al fine individuare le caratteristiche salienti del suo funzionamento. Successivamente questo è comparato con le altre possibili configurazioni impiantistiche.

Configurazione di riferimento

La maggior parte del calore prodotto proviene dal cogeneratore e dalla PdC mentre una quota minore dal impianto solare termico. La produzione del ST si attesta intorno al 10% del totale. Tale valore è frutto della scelta di una superficie captante ridotta (4,3 m²) al fine di limitare il calore non sfruttato durante i mesi estivi. Infatti, sebbene l'installazione dei collettori con un'inclinazione di 50-60° rispetto all'orizzontale favorisca la produzione nei mesi invernali, qualora l'impianto fosse dimensionato sui consumi del periodo freddo dell'anno, nei mesi estivi il minor consumo di calore e il maggior numero di ore di luce comporterebbero una produzione eccedente il fabbisogno. Volendo aumentare la produzione da ST è possibile utilizzare una maggior superficie captante prevedendo un modo per dissipare il calore in eccesso, per esempio aumentando del 50% la superficie dei collettori; non si otterrebbe però un pari incremento dell'apporto da solare termico.

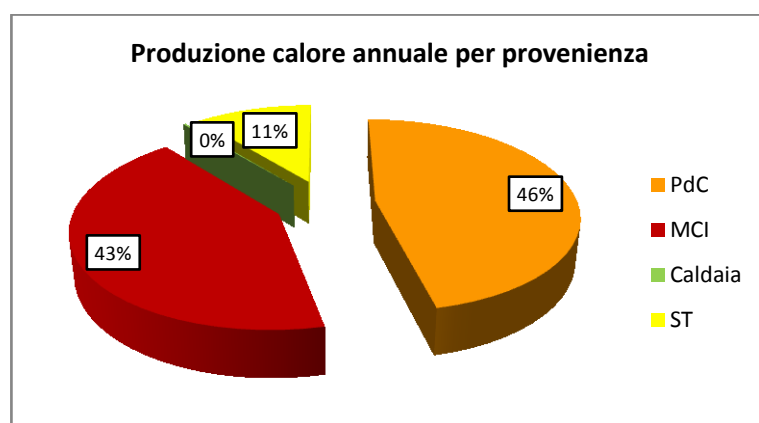


Figura 4.6: Distribuzione della produzione di calore tra i diversi componenti

La caldaia non viene mai utilizzata se non in momenti in cui il fabbisogno di calore è molto elevato e la PdC non è disponibile a causa della temperatura esterna troppo bassa. Il cogeneratore non è quindi in grado di soddisfare da solo la domanda. Tuttavia, poiché si è supposto di disporre di previsioni meteo corrette, HECU può prevedere il verificarsi di queste circostanze e agire di conseguenza: porta l'accumulo ad un livello prossimo al massimo prima che la PdC non sia più disponibile e utilizza quindi il cogeneratore per rallentare lo svuotamento dell'accumulo. In tal modo è evitato l'utilizzo della caldaia e, di conseguenza, un uso meno efficiente dell'energia.

Analizzando il funzionamento nei soli mesi estivi, la ripartizione della generazione di calore assume caratteristiche diverse: quasi la totalità è attribuibile all'impianto ST, mentre si rilevano solo saltuari interventi della PdC e del cogeneratore. Come anticipato, in questi mesi i consumi di calore, imputabili solo all'utilizzo di ACS, sono di modesta entità pertanto il ST abbinato ad un accumulo è in grado di soddisfarli anche qualora venga a mancare l'apporto solare per uno o due giorni consecutivi.

Nei mesi invernali si rileva un comportamento differente: l'apporto da ST è minore (sia in valore assoluto sia in proporzione alla produzione totale). La PdC opera soprattutto nelle ore centrali della giornata quando vi è molta disponibilità di energia elettrica in autoconsumo proveniente dal PV. Generalmente, in queste ore, il cogeneratore è chiamato a produrre, in contemporaneo funzionamento con la PdC, quando l'irraggiamento è scarso. Viene inoltre avviato durante le ore serali, da solo o insieme alla PdC, poiché è favorito da un prezzo zonale orario maggiore di quello medio giornaliero. Durante il resto del giorno PdC e MCI operano preferibilmente insieme sfruttando così i vantaggi dell'autoconsumo istantaneo. Nelle giornate invernali si verifica sovente che, durante le ore mattutine, la temperatura esterna non sia compatibile con il funzionamento della PdC. Potrebbe essere dunque chiamato a operare il solo cogeneratore. Non si tratta tuttavia della soluzione ottimale poiché queste ore sono caratterizzate da un prezzo zonale dell'energia elettrica basso che rende quindi il funzionamento del cogeneratore più costoso. Infatti l'algoritmo valuta più conveniente giungere alla fine della giornata con l'accumulo al livello massimo in modo da dover ricorrere il meno possibile alla soluzione sopra descritta.

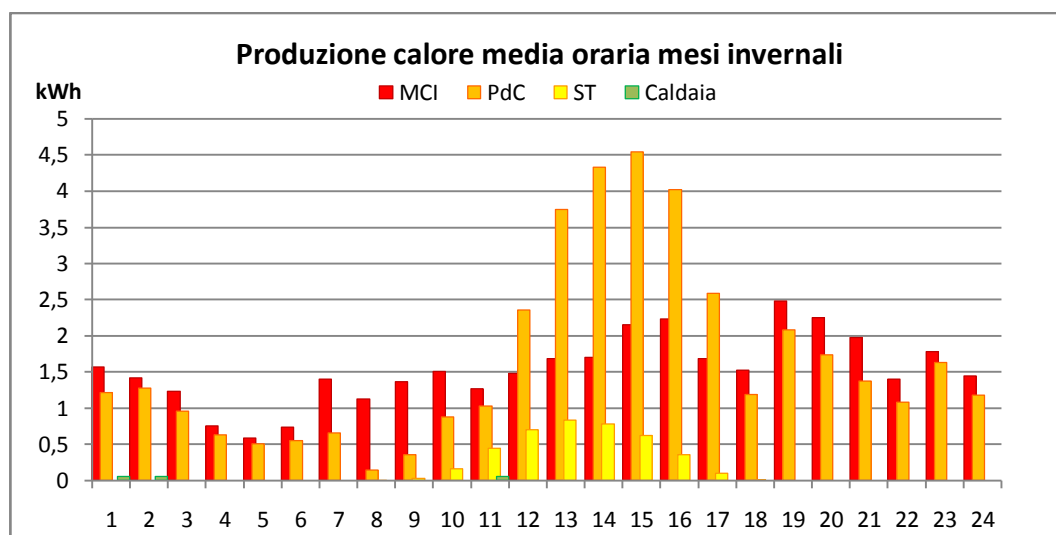


Figura 4.7: Analisi media oraria della produzione di calore per componente nei mesi invernali

Analizzando il fabbisogno di energia primaria complessivo per la produzione di calore si rileva che più di un terzo (39%) è soddisfatto mediante il ricorso a fonti rinnovabili; L'energia primaria proveniente dall'impianto solare termico corrisponde al calore prodotto. Non è così invece per la PdC; l'energia primaria proveniente da fonte rinnovabile per questo componente si calcola come:

$$E_{\text{primaria da rinnovabile PdC}} = Q_{\text{PdC}} - EE_{\text{PdC}} \cdot f$$

Al calore utile prodotto dalla PdC si deve sottrarre il consumo di energia elettrica moltiplicato per un fattore che tiene conto del rendimento di conversione dell'energia primaria in energia elettrica (2,174). La quota di energia primaria rinnovabile attribuibile dalla pompa di calore è perciò limitata dal peso che assume l'energia elettrica consumata. Parte di tale energia proviene tuttavia dall'impianto fotovoltaico: questa incrementa la quota proveniente da fonte rinnovabile ed è anch'essa moltiplicata per il medesimo fattore f al fine di riportarla ad energia primaria. È fin qui considerata solo l'energia primaria necessaria a soddisfare i carichi termici, già sufficiente a soddisfare gli obblighi previsti dal decreto 28/2011. Tale decreto stabilisce tuttavia che sia coperto per mezzo di FER il 35% dei consumi di ACS, riscaldamento e raffrescamento (vedi paragrafo 1.3.2). Il fabbisogno della climatizzazione estiva non è stato calcolato nel modello ma se ne può fare una stima semplificata trascurando l'inerzia termica dell'abitazione: è stato ipotizzato che nelle ore in cui la temperatura esterna è superiore ad una temperatura di riferimento (28°C) ci sia necessità di climatizzazione; dai calcoli è emerso che il carico frigorifero corrisponde a un sesto del carico termico. Di tale carico solo una parte, che dipende dall'EER ($energy\ efficiency\ ratio = Q_{freddo} / L_{el}$) della PdC, va soddisfatta attraverso energia elettrica; il fabbisogno di energia per il raffrescamento corrisponde quindi al 6% di quello per il riscaldamento. La produzione da fotovoltaico durante i mesi estivi è più che sufficiente a soddisfare tale fabbisogno. La quota dei consumi di energia primaria soddisfatta mediante FER è quindi incrementata se si considerano anche i consumi per il raffrescamento e raggiunge il 46%.

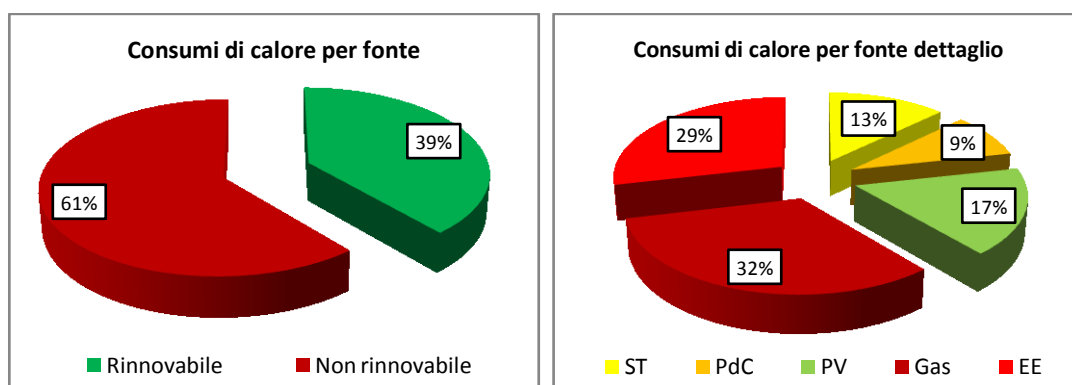


Figura 4.8: Quote del fabbisogno annuale per il riscaldamento e la produzione di ACS distinte per provenienza dell'energia primaria. Nel grafico di sinistra si distingue solamente tra fonti rinnovabili e non; nel grafico di destra si differenzia ulteriormente ciascuna delle due precedenti quote.

La produzione di energia elettrica, frutto del processo di ottimizzazione, è attribuibile principalmente al cogeneratore nei mesi invernali, visto l'ampio utilizzo che viene fatto di questo componente. Durante i mesi estivi, quando invece rimane spento, tutta l'energia elettrica generata in sito proviene dall'impianto fotovoltaico. Le

caratteristiche dei componenti scelti per la simulazione portano ad una produzione annuale attribuibile in parti uguali al fotovoltaico e al cogeneratore (53-47%).

Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica, rappresentati in Figura 4.9, si differenziano sensibilmente tra mesi freddi e mesi caldi: sebbene vi sia una variazione del carico elettrico rappresentante le utenze tradizionali, la maggior differenza è causata dalla pompa di calore. Durante i mesi invernali il consumo della PdC in riscaldamento rappresenta più della metà del consumo elettrico complessivo dell'abitazione. Durante i mesi estivi invece il consumo è costituito quasi nella sua totalità dal carico "non smart" che include però anche l'assorbimento della PdC utilizzata in raffreddamento. I mesi di maggio e settembre sono invece caratterizzati da ridotti consumi elettrici visto che sia il carico termico sia quello frigorifero non richiedono l'intervento della PdC. Il bilancio annuale mostra che circa il 40% del consumo è destinato alla produzione di calore mentre gli elettrodomestici intelligenti costituiscono solo una piccola quota del totale (10%): si è infatti supposta la presenza di soli 3 apparecchi di questo tipo il cui utilizzo non sempre è quotidiano e necessita in ogni caso di una modesta quantità di energia (< 1,5 kWh/ciclo).

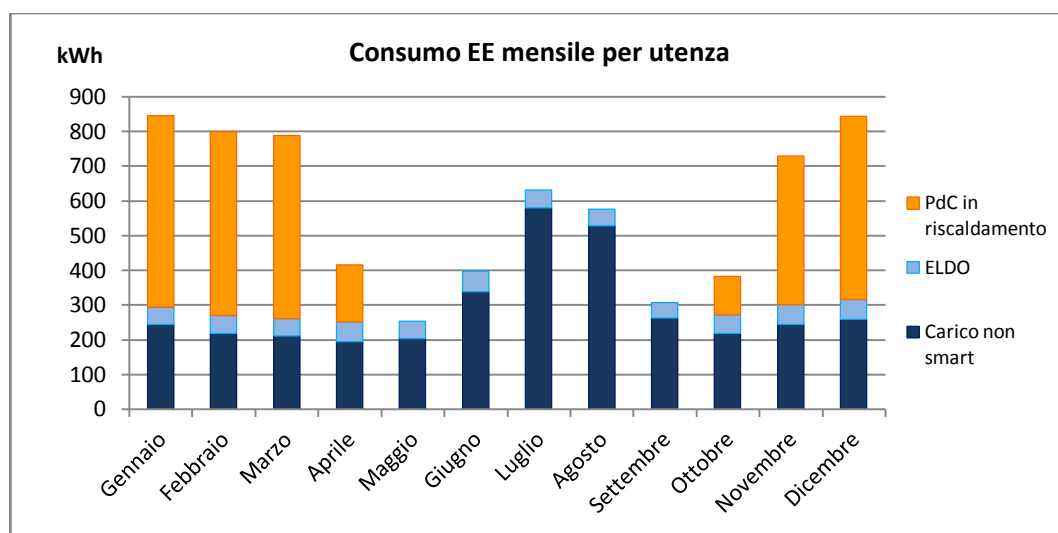


Figura 4.9: Consumo mensile di energia elettrica distinto per tipologia di utenza

Impostando un bilancio globale sul sistema-abitazione riguardante l'energia elettrica si può notare come, sebbene per motivi economici si privilegi l'autoconsumo, le utenze non sono in grado di sfruttare istantaneamente tutta l'energia generata in sito: una quota della produzione viene immessa in rete. Il fabbisogno domestico complessivo tuttavia è maggiore del volume generato pertanto, in presenza di scambio sul posto, tutta l'energia prodotta viene autoconsumata anche se parte di tale autoconsumo è differito. Come illustrato al paragrafo 2.2.3, è necessario ricordare che a causa dell'approccio con cui si considerano i carichi e le produzioni elettriche, che prevede l'utilizzo di valori medi orari, il volume di energia autoconsumato

istantaneamente è sovrastimato. Nella realtà risulterà quindi un aumento dell'autoconsumo differito; quando è possibile usufruire del servizio di scambio sul posto, tuttavia, la spesa economica calcolata a consuntivo utilizzando il volume stimato di energia scambiata con la rete non differisce significativamente da quella calcolata con il volume effettivo.

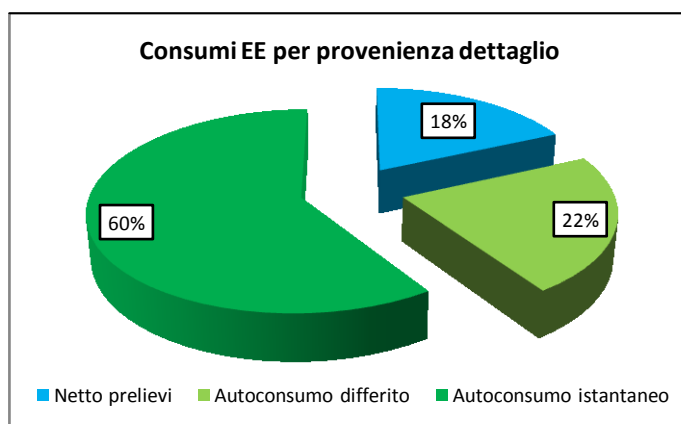


Figura 4.10: Consumi annuali elettrici distinti in base alla provenienza dell'energia

Assenza dell'impianto solare termico

Se si esclude l'apporto di calore da solare termico e non si variano altre condizioni, la mancata produzione da fonte solare è compensata da un più frequente impiego della pompa di calore e in parte minore da un aumento delle ore di funzionamento del cogeneratore. Il maggior utilizzo della PdC contribuisce a mantenere elevata la quota del calore prodotto da fonti rinnovabili tuttavia non è sufficiente a compensare il mancato apporto dell'impianto solare termico. I fabbisogni di energia primaria per il riscaldamento e la produzione di ACS sono coperti da fonte rinnovabile per una quota non sufficiente a raggiungere il minimo previsto dalla legge. Considerando anche il fabbisogno della climatizzazione estiva, come già esposto nel paragrafo precedente, è invece possibile soddisfare gli standard normativi, arrivando a coprire il 41% dei fabbisogni di energia primaria per i carichi termici tramite FER.

Il maggior utilizzo della PdC è reso possibile solo dall'aumento delle ore di funzionamento del cogeneratore. Se ciò non avvenisse, l'aumento dei prelievi dalla rete porterebbe l'utenza a rientrare in uno scaglione di consumo più elevato e renderebbe perciò il calore prodotto dalla PdC meno conveniente. Un maggior sfruttamento della pompa di calore è dunque ostacolato dalla tariffa progressiva dell'energia elettrica. In ogni caso l'assenza dell'impianto solare termico si traduce in maggiori costi di esercizio visto il maggior consumo di energia elettrica e gas naturale. Anche grazie anche agli incentivi di cui si può usufruire con il Conto Termico è dunque conveniente includere questo componente nel sistema sia per motivi economici che normativi.

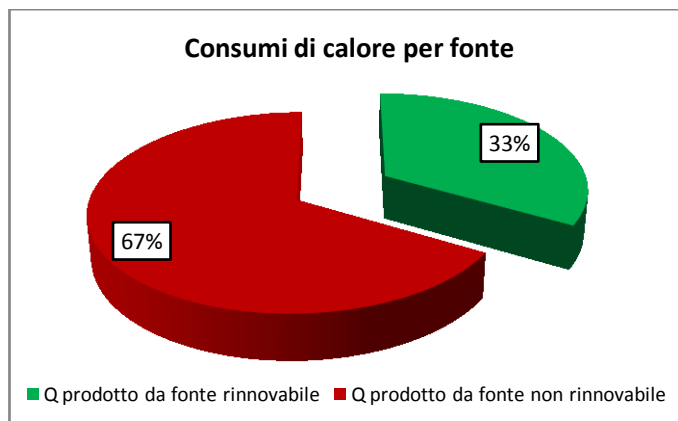


Figura 4.11: In verde la quota di energia primaria per il riscaldamento e l'ACS proveniente da fonti rinnovabili, la rimanente parte della produzione si basa sul gas naturale e l'energia elettrica proveniente dalla rete.

Assenza del cogeneratore

Il bilancio energetico dell'abitazione è profondamente modificato dall'assenza del cogeneratore. L'impianto solare termico, già sfruttato al massimo delle sue capacità, visto che la fonte rinnovabile ha priorità di dispacciamento, non vede un incremento della sua produzione. La quota del carico termico precedentemente coperta dal cogeneratore dovrà pertanto essere soddisfatta per mezzo della caldaia e della pompa di calore. Si nota che la caldaia assume un ruolo importante arrivando a coprire circa un quarto dei consumi complessivi. Ciò non è dovuto ad un'insufficiente capacità della pompa di calore: nella maggior parte dei casi si utilizza la caldaia quando la bassa temperatura dell'aria esterna la rende la soluzione più conveniente e, in alcuni casi, anche l'unica attivabile dato che la PdC è limitata dai problemi di formazione di ghiaccio all'evaporatore. La PdC nei mesi invernali viene attivata soprattutto nelle ore centrali e serali della giornata quando la disponibilità di energia elettrica in autoconsumo o una temperatura dell'aria esterna maggiore rendono il calore prodotto più economico rispetto a quello generato da gas naturale.

Il maggior utilizzo della pompa di calore rispetto alla configurazione impiantistica di riferimento causa un aumento dei prelievi effettuati dalla rete; tale fenomeno è accentuato dalla mancanza di parte della generazione elettrica in sito. Ne consegue che una quota significativa dei consumi viene fatturata negli scaglioni più elevati e vede quindi l'applicazione di componenti tariffarie maggiori. Questo fattore contribuisce a penalizzare l'utilizzo della pompa di calore e favorisce dunque quello della caldaia. Qualora si possa usufruire di una tariffa agevolata per l'energia elettrica che non penalizzi il funzionamento della pompa di calore è sensata l'installazione di un modello che sia in grado di operare anche con temperature dell'aria esterna minori rispetto al modello selezionato in quest'analisi. Si riduce in tal modo l'utilizzo della caldaia e si migliora l'efficienza di produzione dell'energia. La notevole capacità termica dell'accumulo tuttavia permette di limitare gli interventi della caldaia. Viene

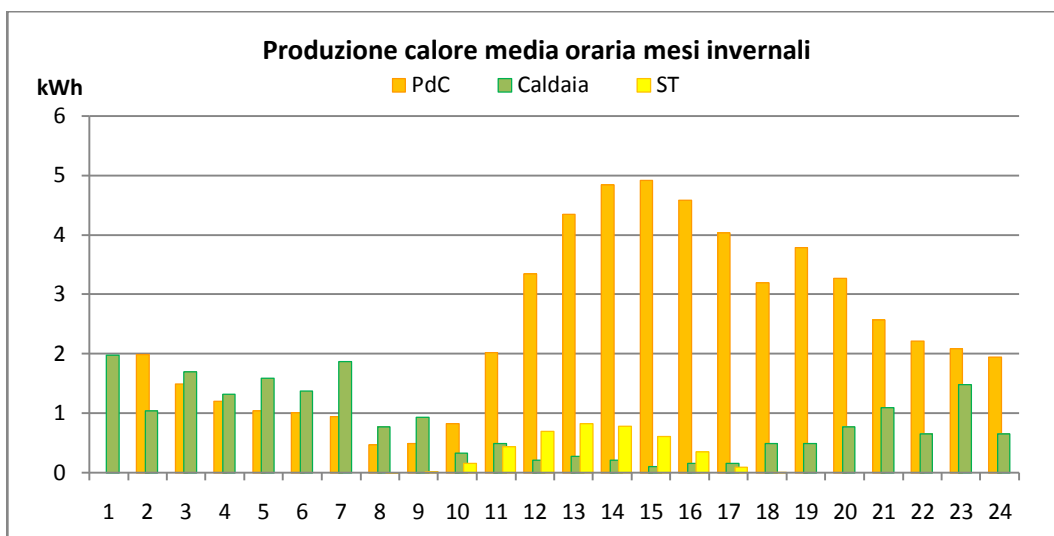


Figura 4.12: Rappresentazione della produzione media oraria nei mesi invernali: la caldaia opera soprattutto durante le ore notturne quando la temperatura dell'aria non rende conveniente il funzionamento della PdC. Quest'ultima opera invece durante le ore centrali della giornata quando la temperatura dell'aria è maggiore e vi è energia elettrica disponibile in autoconsumo proveniente dall'impianto PV.

preferito l'utilizzo della PdC nelle ore in cui la temperatura esterna la rende conveniente e in questi periodi l'accumulo raggiunge il livello massimo; la caldaia viene utilizzata solo per mantenere l'accumulo ad un livello superiore al minimo fino a quando il funzionamento della PdC non torna ad essere conveniente.

Assenza della pompa di calore

Simulando il funzionamento dell'impianto escludendo la pompa di calore si rileva un comportamento completamente differente; il cogeneratore risente meno delle condizioni dell'aria esterna, perciò anche nelle giornate più fredde è in grado di funzionare; non è pertanto richiesto l'intervento della caldaia che opera solo quando la capacità del cogeneratore non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno di calore. La consistente produzione termica di quest'ultimo è affiancata da quella elettrica; è perciò generato in sito un volume di energia di gran lunga superiore ai fabbisogni domestici. L'eccedenza è ancora più rilevante se si considera che non vi è consumo da parte della pompa di calore. Nei mesi invernali si rende superflua la presenza dell'impianto fotovoltaico mentre rimane sensata nei mesi estivi quando il cogeneratore non produce e il carico elettrico di un eventuale split a parete aria/aria può essere soddisfatto in autoconsumo nelle ore pomeridiane. In presenza di scambio sul posto il consumo dello split può tuttavia essere considerato autoconsumo differito dell'energia prodotta dal cogeneratore durante i mesi invernali; in assenza di un regime incentivato la produzione da fotovoltaico, è dunque preferibile l'installazione del solo cogeneratore.

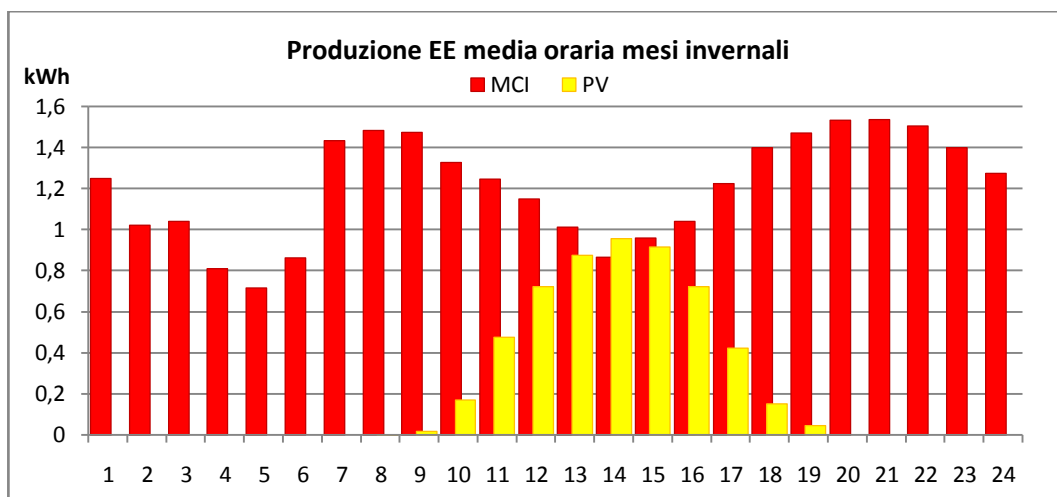


Figura 4.13: Produzione elettrica nei mesi invernali: la produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico in assenza della pompa di calore non è sfruttata.

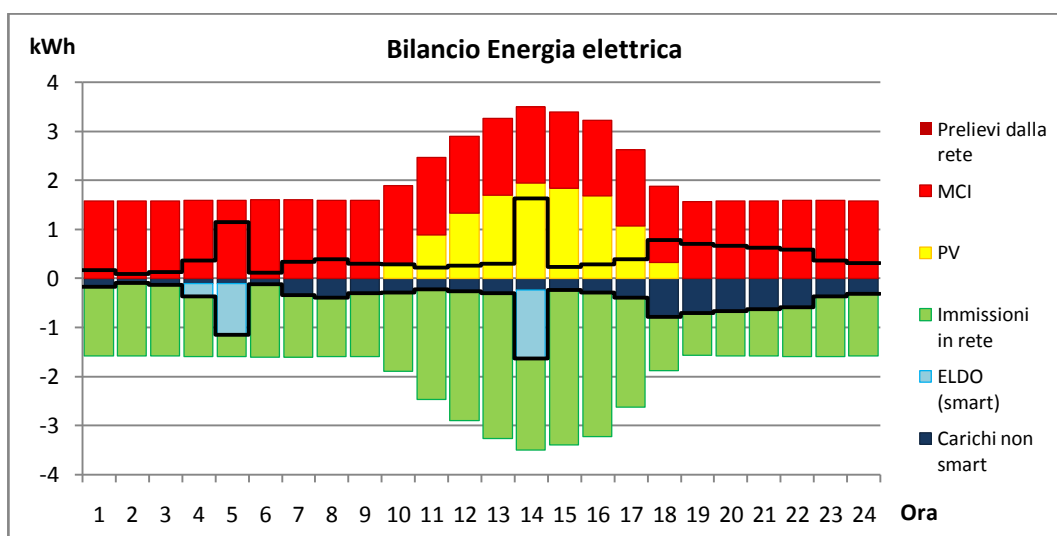


Figura 4.14: Bilancio elettrico dell'abitazione in una giornata invernale. La linea nera evidenzia il volume di energia elettrica autoconsumato istantaneamente. La sola produzione del cogeneratore sia già eccedente il fabbisogno domestico. La presenza dell'apporto da PV causa un ulteriore incremento delle immissioni in rete. L'utilizzo dei carichi intelligenti permette solo di concentrare il consumo negli orari in cui il prezzo zonale è minore.

Questa architettura è in ogni caso inadeguata a ottemperare gli obblighi di legge in materia di rinnovabili. L'impianto solare termico è in grado di soddisfare il 50% dei consumi di acqua calda sanitaria ma non può garantire solo la copertura della quota minima dei consumi termici complessivi poiché, senza la PdC, viene a mancare sia la produzione di calore direttamente da FER e sia lo sfruttamento della produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico che, nell'impianto di riferimento, è invece utilizzata per la produzione di calore.

Variazione della capacità termica dell'accumulo

Si è indagato l'effetto di una riduzione della capacità dell'accumulo termico sul sistema al fine di valutare se il maggior costo associato all'acquisto di un tank di dimensioni maggiori possa essere compensato dalle minori spese energetiche. Aumentando la capacità dell'accumulo si allenta infatti un vincolo del processo di ottimizzazione; l'algoritmo può dunque trovare una soluzione di produzione termica di minor costo. Una riduzione della capacità dell'accumulo del 30% (da 900 a 650 litri) non influisce significativamente sull'efficienza del sistema: la spesa annuale rimane quasi invariata. Il calore stoccabile in un accumulo di minori dimensioni garantisce comunque sufficiente libertà nella pianificazione della produzione termica. La ridotta capacità dell'accumulo termico è sufficiente ad evitare i prelievi di EE nella fascia di picco; non è quindi necessario disporre di maggior libertà al fine di evitare i prelievi in orari particolari (per esempio durante le ore serali). Nella maggior parte dei casi il cogeneratore e la pompa di calore operano simultaneamente poiché questa è la soluzione più economica. Fintanto che l'accumulo è sufficientemente grande da permettere ai due componenti di operare insieme, il sistema non è penalizzato eccessivamente. Lo scambio sul posto riduce ulteriormente gli svantaggi derivanti dall'utilizzo di un accumulo di capacità minore: infatti anche se la quota di energia autoconsumata istantaneamente diminuisce, i maggiori prelievi dalla rete non sono penalizzati poiché bilanciati da un maggior volume di energia elettrica immessa in rete. Un accumulo di taglia molto piccola, ad esempio 300 litri, può invece impedire il corretto funzionamento del sistema: la ridotta capacità non rende più possibile il funzionamento on/off dei componenti ma è necessario prevedere l'operazione a carico parziale.

Applicazione della tariffa D3

In presenza di picchi del carico elettrico è possibile che un utente domestico sia costretto a stipulare un contratto di fornitura con potenza impegnata superiore a 3 kW al fine di evitare il distacco dalla rete al verificarsi di tali condizioni. Come illustrato al paragrafo 1.3.3, ciò comporta maggiori costi in bolletta. Con l'utilizzo di HECU è possibile evitare che vi siano picchi nel carico elettrico, se questi sono dovuti ad una pompa di calore o a carichi sfasabili, oppure soddisfare in autoconsumo parte del carico di picco con la produzione del cogeneratore. Mantenendo il prelievo di potenza inferiore a 3 kW si può usufruire della tariffa D2 con notevoli risparmi economici. Inoltre il minor costo dell'energia elettrica favorisce l'utilizzo della pompa di calore: si aumenta così la quota del fabbisogno termico soddisfatto da fonte rinnovabile. Qualora non si possa usufruire della tariffa D2, La flessibilità del sistema risulta utile a ridurre lo svantaggio derivante da un maggior costo dell'energia elettrica: viene fatto un maggior uso del cogeneratore mentre viene ridotto quello della PdC.

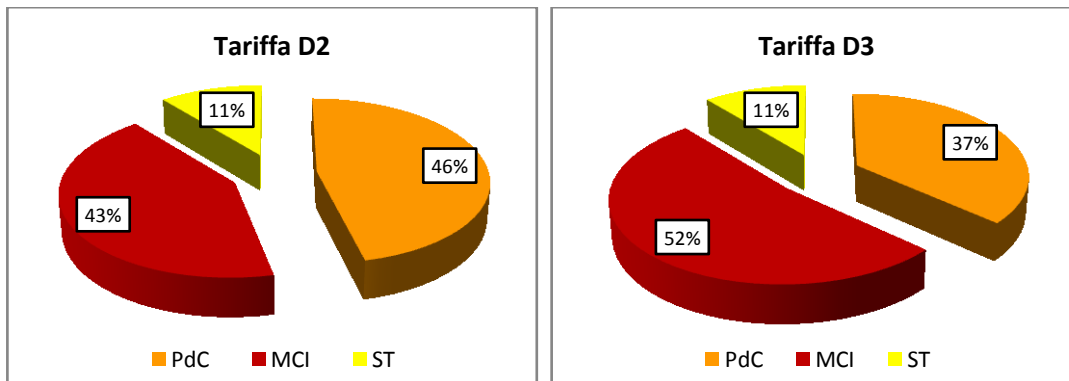


Figura 4.15: Confronto della produzione annuale di calore in base alla tariffa applicata per l'energia elettrica. La differenza nella quota di apporto da solare termico è causata da piccole variazioni durante la gestione estiva che permettono un maggior o minor sfruttamento della fonte solare.

4.4 Funzionamento in assenza di accumulo

Si simula il funzionamento del sistema supponendo che non sia presente l'accumulo termico al fine di valutare i vantaggi derivanti dal disaccoppiamento della produzione di calore e dal consumo. In assenza di accumulo si esclude la presenza anche dell'impianto ST poiché la sua produzione non è controllabile; è infatti necessario produrre il calore contemporaneamente al suo utilizzo e l'aleatorietà della fonte solare non permette di regolare l'output termico.

Poiché non è possibile stoccare un eventuale eccesso di calore prodotto o compensare un eventuale deficit con un prelievo dall'accumulo, è necessario produrre la quantità esatta di calore che soddisfi il fabbisogno domestico. Non è quindi possibile considerare il solo funzionamento on/off delle macchine ma occorre prevedere anche il funzionamento ai carichi parziali.

4.4.1 Dati in input

La maggior parte dei dati di input utilizzati per le precedenti simulazioni rimane invariata. È però necessario aggiungere la caratterizzazione delle unità di produzione di calore ai carichi parziali.

Pompa di calore

I dati forniti dal costruttore includono potenza termica e COP a carico nominale e, per quattro diverse temperature dell'aria esterna, quattro diversi valori di output termico e COP a carico parziale, uno per ciascun valore di temperatura. Da questi dati si è calcolato un fattore di correzione per mezzo del quale si è ricavato il COP, e quindi la potenza elettrica, per ogni grado di parzializzazione e per ogni temperatura esterna. La potenza termica è invece stata ricavata dal grado di parzializzazione.

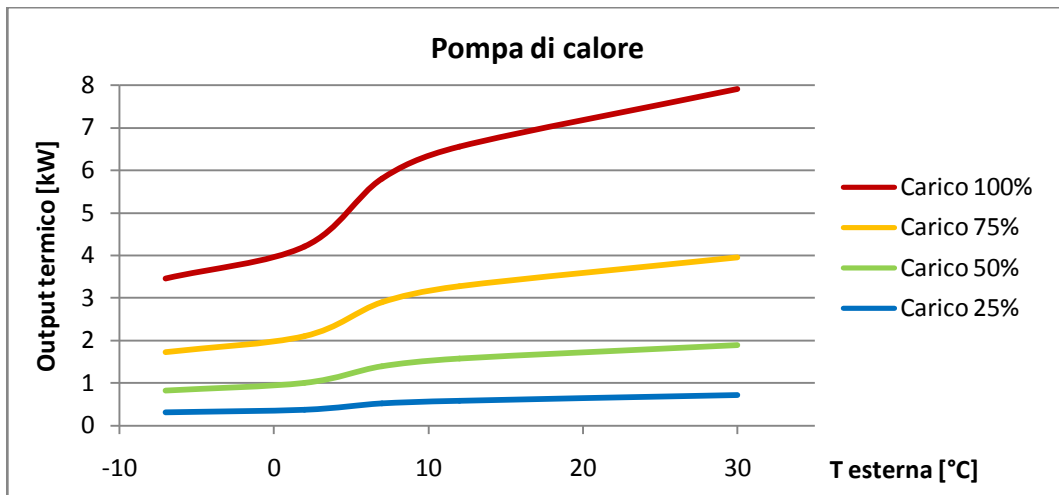


Figura 4.16: Output termico della pompa di calore in funzione della temperatura esterna e del grado di parzializzazione termico

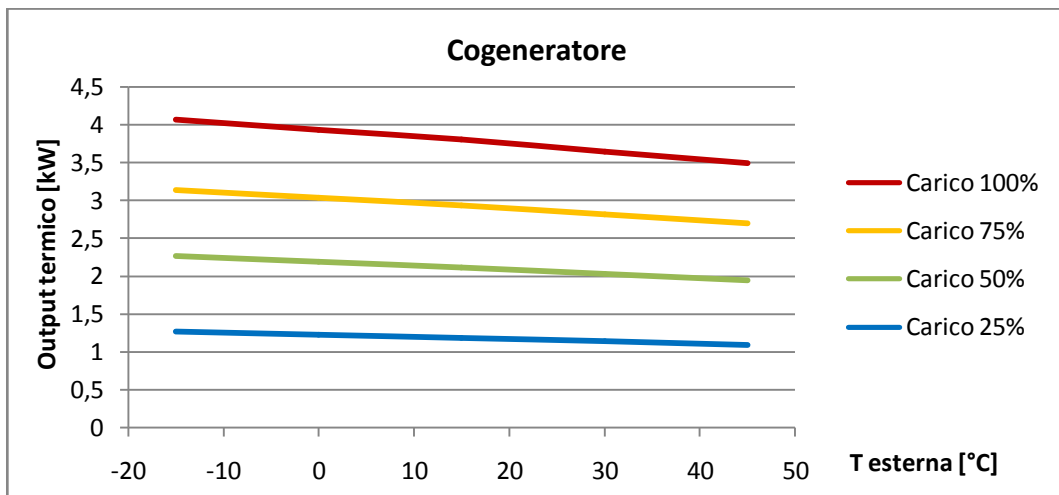


Figura 4.17: Output termico del cogeneratore in funzione della temperatura esterna e del grado di parzializzazione elettrico

Cogeneratore

Si definiscono la potenza elettrica e la potenza termica erogate ai diversi gradi di parzializzazione elettrica e per diverse temperature dell'aria esterna. Lo stesso si fa per il consumo di combustibile. In funzione del grado di parzializzazione elettrica si calcola infine quello di parzializzazione termica.

Caldaia

Si suppone che il rendimento della caldaia non vari significativamente ai carichi parziali. In realtà alla diminuzione di carico corrisponde un aumento del rendimento, tuttavia la variazione massima corrisponde allo 0,5% in termini assoluti. Si ritiene quindi trascurabile.

4.4.2 Logica di gestione

In assenza di accumulo non è possibile disaccoppiare la produzione di calore dal consumo. Il calore deve essere generato nello stesso istante in cui è richiesto. Una logica di tipo previsionale perde dunque di significato. L'unico grado di libertà che si utilizza per ottimizzare il sistema è la possibilità di produrre il calore richiesto per mezzo dei differenti componenti a disposizione. Se il fabbisogno termico istantaneo è superiore alla potenza di un singolo componente dovrà essere soddisfatto dal contemporaneo funzionamento di due o più unità. Tuttavia, anche nel caso in cui la domanda possa essere soddisfatta da un unico componente, è possibile che una soluzione che suddivida la produzione tra più macchine risulti più economica. Per esempio supponiamo che la PdC sia in grado di produrre da sola tutto il calore necessario all'utenza. Questa macchina ha però una maggior efficienza ai carichi parziali, perciò potrebbe essere più economico demandare una parte della produzione al cogeneratore o alla caldaia.

Una soluzione rigorosa del problema richiederebbe di descrivere il costo di produzione del calore attraverso una funzione che tenga conto delle caratteristiche di tutti i componenti. Una volta definita questa funzione se ne dovrebbe trovare il minimo, definendo quindi il grado di parzializzazione ottimo per ciascun componente. Si tratta quindi di un problema di ricerca del minimo sottoposto ai seguenti vincoli:

- domanda produzione di calore devono essere bilanciate;
- minima e massima potenza di ciascun componente in modulazione devono essere rispettate.

Per limitare l'onere computazionale, pur mantenendo inalterati i vincoli del problema, si adotta una strategia di risoluzione semplificata. Si sta simulando un caso ideale che serve come termine di paragone al fine di valutare l'importanza dell'accumulo termico nel sistema perciò trovare una soluzione approssimata non costituisce un problema. Si utilizza quindi un metodo che sceglie la soluzione più conveniente tra un numero finito di possibilità.

Si aggiunge un'ulteriore semplificazione: i dati disponibili sono quelli medi relativi ad un intervallo orario. Non si dispone di dati istantanei per quanto riguarda la domanda termica. Quindi, se in un caso di funzionamento reale dell'impianto senza accumulo l'ottimizzazione può essere fatta istante per istante sulla base del carico termico rilevato, in questa simulazione si utilizzano i dati medi orari. Si suppone quindi che la domanda termica sia costante per un'intera ora e che un componente, una volta definita la sua accensione e il grado di parzializzazione con il quale deve operare, non modifichi le sue condizioni di funzionamento fino all'intervallo successivo. Questa soluzione è equiparabile all'utilizzo di un accumulo termico di ridotte dimensioni che fornisca l'inerzia termica sufficiente a mantenere inalterato lo stato di funzionamento delle unità di produzione per un'ora.

Il processo di definizione della soluzione di minor costo segue i seguenti passi:

1. innanzitutto sulla base del carico elettrico “non smart” e sulla base della produzione elettrica dell’impianto fotovoltaico si calcola il volume di energia elettrica disponibile per l’autoconsumo istantaneo come descritto al paragrafo 3.4. Nel caso specifico della simulazione, lavorando con intervalli orari le due quantità precedenti devono essere ricavate mediante una previsione all’inizio dell’ora. Poiché si sta trattando un caso ideale in cui non vi è scostamento tra valori previsti e valori effettivi si utilizzano gli stessi valori previsti per le simulazioni delle configurazioni impiantistiche in cui è presente l’accumulo. In un caso reale le previsioni eseguite per l’ora successiva sarebbero presumibilmente molto più accurate di quelle eseguite per le 48 ore successive, necessarie in presenza di accumulo.
2. Si procede quindi a valutare se il cogeneratore è in grado da solo di soddisfare l’intero fabbisogno di calore. Se questa condizione è verificata si calcola il grado di parzializzazione con cui MCI dovrebbe lavorare. Se invece il fabbisogno è maggiore dell’energia producibile da MCI, questo opererà a carico nominale; la domanda residua viene soddisfatta dalla produzione della PdC e, se questa non fosse sufficiente, dalla produzione della caldaia (vedi Tabella 4.1 - Soluzione1).
3. Oltre alla prima soluzione, descritta al punto precedente, si valutano altre soluzioni; si riduce il grado di parzializzazione del cogeneratore e si aumenta quello della PdC, se quest’ultima non ha già raggiunto condizioni di potenza termica nominale. Si ripete quest’operazione fino a raggiungere un carico nullo per MCI, il che corrisponde a tenerlo spento. In tutti questi casi si demanda alla caldaia il soddisfacimento di una domanda residua che PdC e MCI non sono in grado di soddisfare (vedi Tabella 4.1 – Soluzioni 2,3,4,5).
4. Si valuta poi se la PdC è in grado da sola di soddisfare l’intera domanda di calore. Se questa condizione è verificata si calcola il grado di parzializzazione con cui la PdC dovrebbe lavorare. Se invece il fabbisogno è maggiore dell’energia producibile dalla PdC, questa opererà a carico nominale; la domanda residua viene soddisfatta dalla produzione del MCI e, se questa non fosse sufficiente, dalla produzione della caldaia (vedi Tabella 4.1 – Soluzione 6).
5. Si valuta infine l’opzione in cui tutta la domanda venga soddisfatta dalla caldaia (vedi Tabella 4.1 – Soluzione 7).
6. Per ogni soluzione, in base al grado di parzializzazione termica, si valutano anche la produzione elettrica e il consumo di combustibile del cogeneratore e il consumo elettrico della pompa di calore.
7. Si dispone quindi di tutti i dati necessari al calcolo del costo marginale di produzione del calore. Per la caldaia il calcolo è eseguito come descritto al paragrafo 3.5.1 mentre per MCI e PdC si utilizza il metodo esposto al paragrafo 3.5.4. Tale metodo, sebbene sia stato sviluppato espressamente per valutare il costo del calore prodotto dal contemporaneo funzionamento di MCI e PdC, ha carattere generale ed è valido anche qualora uno dei due componenti risulti spento.

Parzializzazione:	MCI	PdC	Caldaia
Soluzione 1	100%	24%	0%
Soluzione 2	80%	39%	0%
Soluzione 3	60%	55%	0%
Soluzione 4	40%	71%	0%
Soluzione 5	20%	87%	0%
Soluzione 6	0%	100%	1%
Soluzione 7	0%	0%	51%

Tabella 4.1: Esempio delle soluzioni confrontate. I valori rappresentano i gradi di parzializzazione dei diversi componenti necessari a soddisfare una determinata domanda di calore

La produzione di calore di ciascun componente è vincolata superiormente dalla sua potenza termica nominale mentre inferiormente dalla potenza minima in modulazione. Se un componente è chiamato a produrre calore, da una delle soluzioni proposte, per una quantità inferiore a quella producibile al minimo grado di parzializzazione, rimane spento. È dunque possibile che una quota della domanda non venga soddisfatta da una o più soluzioni. Poiché il confort dell'utente riveste maggior importanza rispetto all'ottimizzazione economica, si intende evitare che sia scelta una soluzione che non soddisfi interamente il fabbisogno di calore. A tal scopo si assegna alla domanda residua un costo specifico molto elevato. Al costo del calore prodotto con MCI, PdC e caldaia si aggiunge quindi il costo del calore non prodotto garantendo così che il carico termico sia sempre bilanciato da una produzione di eguale entità.

Tra le soluzioni individuate si seleziona quella di minor costo ed è quindi definito, per l'ora in esame, il programma di funzionamento (quali componenti attivare e con quale grado di parzializzazione).

4.4.3 Pianificazione dei carichi intelligenti

L'assenza dell'accumulo non pregiudica la possibilità di pianificare l'accensione dei carichi intelligenti. Tuttavia per poter definire il programma di funzionamento ottimo è necessario conoscere il profilo del carico elettrico "non smart" nonché il programma di funzionamento di MCI e PdC su tutto l'orizzonte temporale all'interno del quale si vuole distribuire l'accensione degli elettrodomestici "smart". La prima informazione si può ottenere mediante una previsione, come descritto al paragrafo 3.3, che deve essere eseguita appositamente per questo scopo visto che è inutile alla pianificazione della produzione di calore. La previsione del programma giornaliero di funzionamento di MCI e PdC deve essere fatta anch'essa appositamente visto che, come descritto nel precedente paragrafo, si definisce quali componenti sono accesi e quali spenti ora per ora.

Poiché si ritiene non vi sia scostamento tra valori previsti e valori effettivi, ai fini della simulazione si definisce innanzitutto il programma di funzionamento dei componenti di produzione di calore e in un secondo tempo, quando è stata eseguita la

pianificazione della parte termica per un periodo sufficientemente lungo, si procede alla pianificazione dei carichi elettrici intelligenti seguendo lo stesso metodo esposto al paragrafo 3.11.

4.4.4 Risultati

Come anticipato l'impossibilità di stoccare calore preclude l'opportunità di sfruttare l'energia solare. Da un bilancio annuale della produzione termica si rileva che la domanda che nell'impianto di riferimento veniva soddisfatta dal solare termico viene ora coperta dal cogeneratore e dalla caldaia.

Un'analisi più dettagliata mostra che la caldaia viene utilizzata principalmente quando il fabbisogno di calore richiederebbe un grado di parzializzazione troppo basso per la PdC o il cogeneratore. Sebbene anche per la caldaia sia definita una potenza minima in modulazione, quando il fabbisogno di calore è molto ridotto si suppone di soddisfarlo mantenendo accesa la caldaia per un tempo inferiore all'ora. I transitori infatti penalizzano questo componente assai meno di quanto accade con la pompa di calore e soprattutto con il cogeneratore. L'algoritmo di ottimizzazione è privato della possibilità di sfasare la produzione di calore; pertanto sopperisce alle esigenze dei carichi elettrici "non smart" con maggior difficoltà. Se è previsto un picco di consumo elettrico in un determinato orario il cogeneratore che opera in modalità *termico segue* non può operare a massimo carico poiché è vincolato dalla domanda termica. Questo è il motivo per cui si rileva una minore quota di energia autoconsumata istantaneamente; HECU ha comunque la possibilità di scegliere quale componente utilizzare per produrre calore: viene preferito il cogeneratore se c'è richiesta di energia elettrica mentre viene favorita la PdC quando ce n'è disponibilità. Perciò è possibile soddisfare circa un terzo dei fabbisogni elettrici domestici in autoconsumo istantaneo.

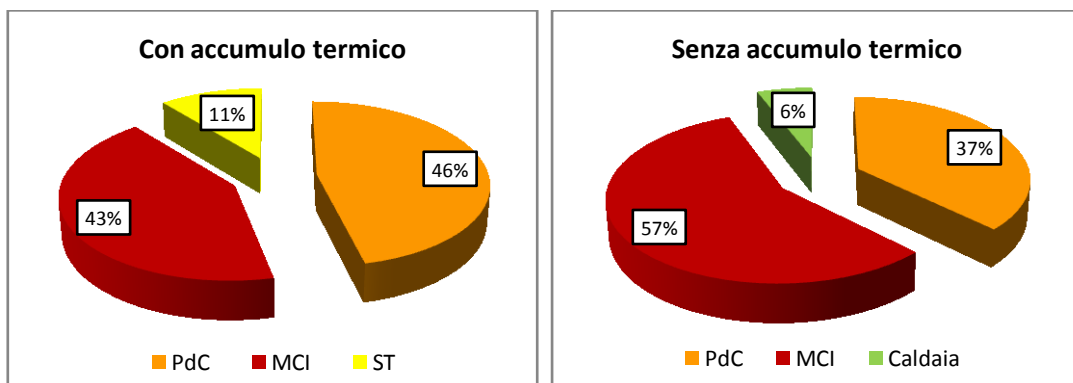


Figura 4.18: Effetto dell'assenza di accumulo termico sulla produzione annuale di calore: il cogeneratore è favorito rispetto alla pompa di calore.

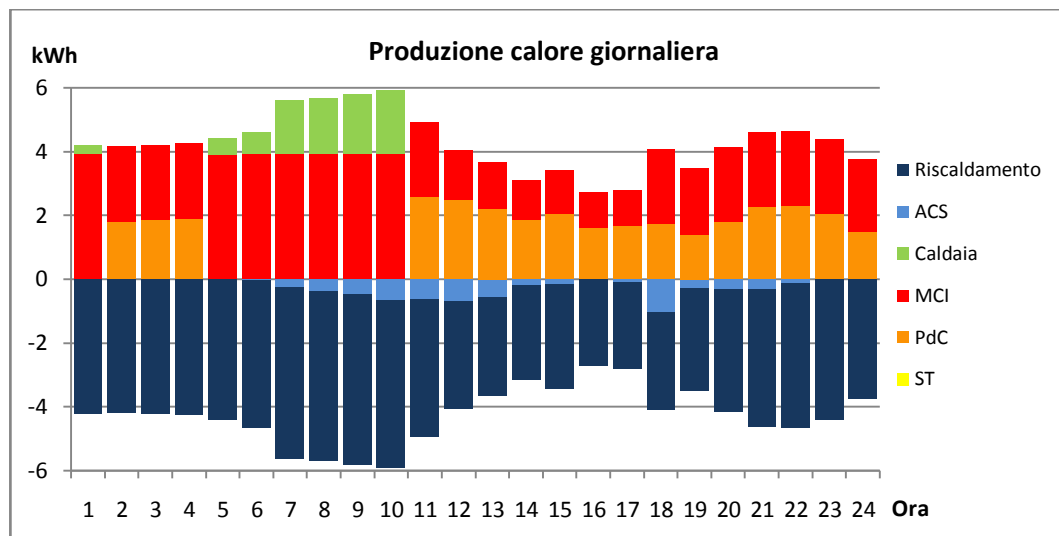


Figura 4.19: Esempio di bilancio termico del sistema in una giornata invernale. In assenza di accumulo il fabbisogno di calore viene soddisfatto istantaneamente (è bilanciato a livello medio orario). Durante le prime ore del mattino PdC e cogeneratore lavorano insieme visto che il prezzo zonale orario è basso e non conviene immettere energia in rete come invece accade nelle ore successive.

La pompa di calore deve scaldare l'acqua ad una temperatura che è mediamente inferiore a quella richiesta in presenza di accumulo: è sufficiente portare l'acqua alla temperatura adatta alle utenze poiché non si accumula energia sotto forma di calore sensibile. Opera quindi con una maggior efficienza e riduce il consumo di energia elettrica. Per questa ragione dovrebbe essere favorito il funzionamento della pompa di calore; tuttavia il suo utilizzo è inferiore rispetto quello riscontrato nell'impianto di riferimento. Tale risultato si può spiegare in virtù della limitata quantità di calore che può essere prodotta in una singola ora: in numerose occasioni il carico termico non è sufficiente a giustificare il contemporaneo utilizzo di cogeneratore e PdC. In caso di funzionamento non contemporaneo, soprattutto quando la temperatura esterna è più bassa e il fabbisogno termico è maggiore, il cogeneratore presenta minori costi di produzione rispetto alla pompa di calore e viene perciò preferito. Inoltre è favorito il funzionamento della PdC a carico parziale visto che raggiunge un'efficienza maggiore in tali condizioni; anche questo aspetto causa una riduzione della produzione termica della pompa di calore.

4.5 Funzionamento in presenza di EES

Si intende valutare l'effetto che la presenza di un accumulo di energia elettrica (*Electrical Energy Storage*: EES) ha sul funzionamento del sistema e in particolare sugli scambi di energia con la rete. È stata infatti richiesta un'analisi dei vantaggi eventualmente conseguibili con l'integrazione di questo componente nell'impianto domestico. Il sistema è caratterizzato da un'elevata flessibilità garantita dai diversi mezzi di cui si dispone per produrre calore, dalla presenza dell'accumulo termico e dalla possibilità di sfasare alcuni carichi elettrici. L'utilizzo di un accumulo di energia elettrica può quindi apportare un vantaggio limitato. Inoltre per sfruttare appieno le potenzialità di questo componente sarebbe necessario eseguire un'ottimizzazione complessiva del sistema senza separare la gestione della parte termica da quella della parte elettrica. Un tale procedimento comporterebbe tuttavia un onere computazionale non compatibile con le capacità di calcolo di HECU. Di seguito si analizza quindi una ottimizzazione semplificata dell'utilizzo dell'EES.

Come esposto nel paragrafo 1.2.2 le utenze elettriche dell'abitazione si possono distinguere tra carichi intelligenti, tra i quali si considera anche la PdC, e carichi non intelligenti. Per quanto riguarda i primi, la presenza di un EES non offre un significativo vantaggio poiché l'attivazione di tali utenze può essere pianificata in modo da spostare i consumi nel momento più favorevole. Ciò non è vero per i carichi "non smart", il cui assorbimento di energia elettrica non può essere sfasato e sono quindi costretti a consumare indipendentemente dal costo di acquisto dell'EE. L'algoritmo proposto in questo lavoro riduce il costo di funzionamento di tali carichi includendo le informazioni riguardanti il loro profilo di consumo nel processo di pianificazione della produzione termica. In tal modo si cerca di favorire il funzionamento del cogeneratore e sfavorire l'attivazione della PdC nei momenti in cui si presenta una delle seguenti condizioni:

- il costo dell'EE è elevato;
- il fabbisogno dei carichi "non smart" è elevato.

Quando entrambe sono verificate, a maggior ragione, si privilegia l'autoconsumo. Una parte dell'EE utilizzata dai carichi non intelligenti sarà perciò autoconsumata istantaneamente. Ciò riduce ma non elimina i prelievi dalla rete nei momenti di massimo costo dell'energia elettrica.

Inoltre la programmazione della produzione termica è vincolata al fabbisogno di calore. Per quanto esista un certo margine di scelta nella pianificazione delle unità di produzione, garantito dalla presenza dell'accumulo, tale margine è allo stesso tempo limitato dalle dimensioni finite dell'accumulo. Non vi è quindi la libertà assoluta di seguire i segnali di prezzo dell'energia elettrica al fine di minimizzare i costi operativi. L'utilizzo di un accumulo di energia elettrica permette di migliorare la programmazione dei prelievi e delle immissioni di EE, altrimenti semplicemente definita come conseguenza della pianificazione della produzione di calore. Si cerca così di concentrare le immissioni di EE in rete nei momenti in cui il prezzo zonale orario è massimo e, in presenza di un contratto di fornitura con tariffa bioraria (o comunque non monoraria), si privilegia il prelievo nelle fasce di minor costo.

L'utilizzo del EES è utile non solo per ridurre il consumo dei carichi “non smart” nelle fasce di picco ma più in generale per gestire i flussi di tutte le unità che producono o consumano energia elettrica.

La delibera 574/2014/R/EEL riporta le disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale aggiornando il TICA (Testo integrato delle connessioni attive) in materia di connessione alla rete elettrica. Un accumulo inserito nell'impianto domestico rientra nella definizione di sistema di accumulo postproduzione poiché il componente è installato nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa. Si tratterebbe inoltre di un sistema bidirezionale, cioè in grado di assorbire l'energia prodotta in sito ma anche quella prelevata dalla rete. Per la connessione di un sistema di accumulo alla rete, in attesa di ulteriori valutazioni in merito all'installazione e all'utilizzo di tali sistemi, si applicano le condizioni economiche e procedurali previste nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento. I prelievi dalla rete destinati a caricare l'accumulo sono equiparati all'energia prelevata dalle altre unità di consumo presenti nell'impianto; pertanto sono applicate le tariffe di trasmissione, distribuzione e gli oneri generali di sistema.

Al fine di ottenere una corretta valutazione del vantaggio economico che l'utilizzo di un accumulo di energia elettrica procura in un'abitazione collegata alla rete elettrica e che usufruisce del servizio di scambio sul posto, il costo di acquisto dell'EE è stato definito in base alle tariffe vigenti nel 2013 per un cliente domestico di maggior tutela. Infatti, i valori più recenti disponibili dei corrispettivi unitari dello scambio sul posto, necessari al calcolo del contributo di scambio, sono relativi al 2013 poiché vengono calcolati al termine dell'anno solare sulla base di una media del costo di utilizzo della rete e degli oneri generali di sistema relativi all'anno in questione. Le tariffe a copertura degli oneri generali cambiano ogni trimestre mentre per la simulazione è stato utilizzato un costo dell'energia elettrica uguale per ogni trimestre. Si sono perciò scelte le condizioni economiche del trimestre che più si avvicina alle condizioni medie annuali.

4.5.1 Logica di gestione

Gli obiettivi perseguibili mediante l'utilizzo dell'accumulo di energia elettrica sono due:

- minimizzazione degli scambi di EE con la rete;
- massimizzazione del guadagno economico.

Nel primo caso l'energia eventualmente disponibile in autoconsumo a valle della pianificazione della produzione di calore e della programmazione degli elettrodomestici intelligenti è calcolata come:

$$EE_{disponibile} = EE_{PV} + EE_{MCI} - EE_{PdC} - EE_{ELDO} - EE_{carichi\ non\ smart}$$

Tale energia viene utilizzata per caricare l'accumulo invece di essere immessa in rete. Viene venduta solo nel caso in cui l'accumulo risulti pieno. Qualora nell'orario esaminato tale valore risulti negativo significa che l'abitazione nel suo complesso ha un fabbisogno di energia non soddisfatto dalla produzione in sito. Si utilizza allora l'energia stoccata nell'accumulo; solo nel caso in cui l'EES risulti vuoto si acquista energia dalla rete. Non è necessario che tale acquisto venga realizzato nel momento in cui l'accumulo si svuota ma può essere effettuato anche in un momento precedente e utilizzato per caricare l'accumulo, a patto che non provochi il superamento della capacità massima. In questo modo è possibile acquistare l'energia a un prezzo più vantaggioso. Vale lo stesso per le vendite: si può immettere energia in rete anche in un momento precedente al raggiungimento del massimo: la decisione viene presa in funzione dell'andamento del prezzo zonale orario.

Se invece si vuole perseguire il massimo guadagno economico, è possibile aggiungere alle operazioni finora considerate il prelievo di EE dalla rete al solo fine di reimmetterla in un momento successivo. In assenza di scambio sul posto, per ottenere un guadagno è necessario che vi sia una differenza positiva tra il prezzo zonale nell'orario di immissione e il costo di acquisto nella fascia in cui avviene il prelievo. Tuttavia il costo di acquisto è costituito per meno della metà dal valore dell'energia mentre il prezzo zonale orario rispecchia solo tale valore. È dunque altamente improbabile che si verifichi la condizione descritta. In questo caso **perseguire il massimo guadagno economico corrisponde a minimizzare gli scambi con la rete** come descritto precedentemente. In presenza di scambio sul posto è invece possibile trovare la convenienza in un prelievo e successiva vendita poiché la maggior parte delle componenti tariffarie, che costituiscono la differenza tra valore dell'energia e costo di acquisto dell'EE, sono rimborsate. Una tale strategia di gestione può avere senso anche in uno scenario Smart Grid supponendo che vi sia una maggior variabilità del costo di acquisto dalla rete rispetto a quella riscontrabile attualmente.

Orizzonte della pianificazione

È necessario stabilire su che orizzonte temporale eseguire la pianificazione dell'utilizzo del EES. Vi sono due possibilità: limitarsi a 24 ore o ampliare la programmazione a 2 giorni. Nell'ottimizzazione della parte termica si utilizza un intervallo di 48 ore poiché si cerca di evitare lo svuotamento dell'accumulo di calore a fine giornata. Si potrebbe pensare di adottare la medesima strategia per l'accumulo elettrico tuttavia non si conosce il profilo di consumo degli elettrodomestici intelligenti relativo al secondo giorno della previsione. Tale consumo non si può prevedere perché verosimilmente l'utente pianificherà quali elettrodomestici attivare il giorno seguente ma non quelli da utilizzare due giorni dopo. Programmare l'utilizzo del EES senza conoscere il consumo degli ELDO è comunque possibile ma porta in molti casi ad una gestione non ottimale. Si preferisce limitare la pianificazione a 24 ore. L'eventuale svuotamento dell'accumulo elettrico a fine giornata non costituisce un grave problema: le prime ore del mattino sono caratterizzate da un prezzo zonale basso pertanto è possibile utilizzare l'energia eventualmente disponibile in autoconsumo per caricare l'accumulo invece che venderla alla rete. Inoltre, se si

usufruisce di una tariffa bioraria, l'inizio della giornata si trova sicuramente nella fascia *off-peak* pertanto il prelievo dalla rete avverrebbe al costo minimo.

Minimizzazione scambi con la rete

Il primo passo della pianificazione è costituito dal calcolo dell'energia disponibile in autoconsumo considerando i consumi e le produzioni di tutti i componenti collegati all'impianto elettrico. Il valore così ricavato può essere concettualmente separato in un "volume disponibile" per l'autoconsumo istantaneo quando $EE_{disp} > 0$ ed un "volume richiesto" quando $EE_{disp} < 0$. Si calcola dunque il livello di riempimento dell'accumulo in base al valore che questo assume a inizio giornata e alla carica o scarica di energia che si avrebbe considerando che tutto il volume disponibile venga immesso nell'accumulo e tutto il volume richiesto venga prelevato dall'accumulo. Il livello di carica così ottenuto potrà superare il massimo o scendere sotto al minimo.

A partire dal primo slot si verifica se il livello rientra nel range ammissibile. Se si riscontra un livello inferiore al minimo si utilizza un indice (i_{new}) che punta allo slot in esame e si sceglie, da una lista che include le soluzioni utili, qual è il miglior momento per caricare l'accumulo con energia prelevata dalla rete. Il volume di energia da prelevare è calcolato come:

$$V_{carica} = livello_{MIN} - livello(i_{new})$$

Si verifica quindi che il prelievo di energia dalla rete non causi il superamento della potenza massima definita dal contratto di fornitura dell'EE. In tal caso si riduce il prelievo fino a rientrare nei limiti. Si aggiorna quindi il livello dell'accumulo nello slot in cui l'EES viene caricato e in tutti gli slot successivi. Si esegue un controllo sul livello così ottenuto: se la carica ha causato un superamento del livello massimo in uno slot precedente a quello in cui si era registrato il minimo (i_{new}), si riduce il prelievo dalla rete fino ad eliminare tale problema. È quindi possibile che la fase di carica necessaria a mantenere l'energia stoccata superiore al valore minimo sia eseguita in più fasi: il prelievo di tutta l'energia necessaria in un unico slot potrebbe causare il distacco dalla rete o una carica eccessiva dell'accumulo. Quindi, dopo aver stabilito il volume di energia prelevabile nello slot che offre la maggior convenienza economica, si verifica nuovamente se il livello, nell'orario identificato da i_{new} è ora maggiore o uguale al livello minimo. Se così non fosse si procede all'individuazione di un altro slot in cui effettuare un ulteriore prelievo. Quando il livello è tornato entro i limiti operativi si procede con la verifica dello slot successivo. Il Diagramma 22 schematizza il procedimento logico.

Per ogni slot si verifica anche che il livello non sia superiore al massimo. In tal caso si calcola il volume da immettere in rete al fine di riportare l'energia stoccata nel range ammissibile e si identifica lo slot con l'indice i_{new} .

$$V_{scarica} = livello(i_{new}) - livello_{MAX}$$

Si immette energia in rete durante l'orario più conveniente, scelto dall'apposita lista delle soluzioni. Il processo di scarica non deve però causare uno svuotamento eccessivo negli slot precedenti a i_{new} per cui può essere necessario distribuire l'immissione di EE in rete su più ore. Non vi sono in questo caso limiti di potenza massima legati al contratto di fornitura; pertanto la massima quantità di energia scaricabile dall'accumulo è vincolata solo dalle caratteristiche tecniche del EES.

Generazione lista delle soluzioni

Si creano due liste separate: una che contiene le soluzioni utili alla carica e una che contiene quelle utili alla scarica dell'accumulo. Tali liste vengono modificate o rigenerate ogni volta che l'algoritmo si imbatte in uno slot in cui il livello è fuori dal range stabilito (vedi Diagramma 23 e Diagramma 24).

Quando vi è la necessità di caricare l'accumulo prelevando energia dalla rete, viene scelto lo slot più conveniente in cui eseguire l'operazione in base al costo di acquisto dell'energia elettrica. Tuttavia l'accumulo può essere caricato solo in un determinato periodo di tempo che dipende dalle precedenti operazioni svolte dall'algoritmo. Chiamiamo i_{old} l'ultimo slot in cui l'algoritmo ha riscontrato un livello di riempimento non accettabile e lo ha riportato entro i limiti operativi; chiamiamo invece i_{new} lo slot in cui è stato verificato un livello inferiore al minimo ma non è stato ancora riportato il livello ad un valore ammissibile. Possono verificarsi due casi:

- Se in i_{old} il livello era superiore al massimo, il prelievo di energia dalla rete va effettuato in uno slot successivo a i_{old} . Si evita così di riportare sopra al massimo il livello in corrispondenza di i_{old} . La lista viene dunque generata includendo tutte le soluzioni comprese tra i_{old} e i_{new} .
- Se invece in i_{old} il livello era inferiore al minimo non si verifica il problema precedente pertanto si aggiungono le soluzioni comprese tra i_{old} e i_{new} alla lista utilizzata al passo precedente.

La lista viene quindi ordinata in senso crescente in modo che il primo elemento risulti la soluzione più conveniente. Quando una soluzione causa il superamento della potenza massima prelevabile dal contratto viene eliminata dalla lista.

Quando invece si deve scaricare l'accumulo si adotta la logica opposta: si genera una nuova lista con le soluzioni comprese tra i_{old} e i_{new} se in i_{old} si era rilevato un livello inferiore al minimo. Si aggiungono tali soluzioni alla lista creata al passo precedente quando invece in i_{old} il livello superava il massimo. Questa lista, che contiene i valori del prezzo zonale orario, viene ordinata in senso decrescente al fine di avere come primo elemento lo slot in cui il prezzo è massimo ed è quindi più conveniente vendere energia alla rete.

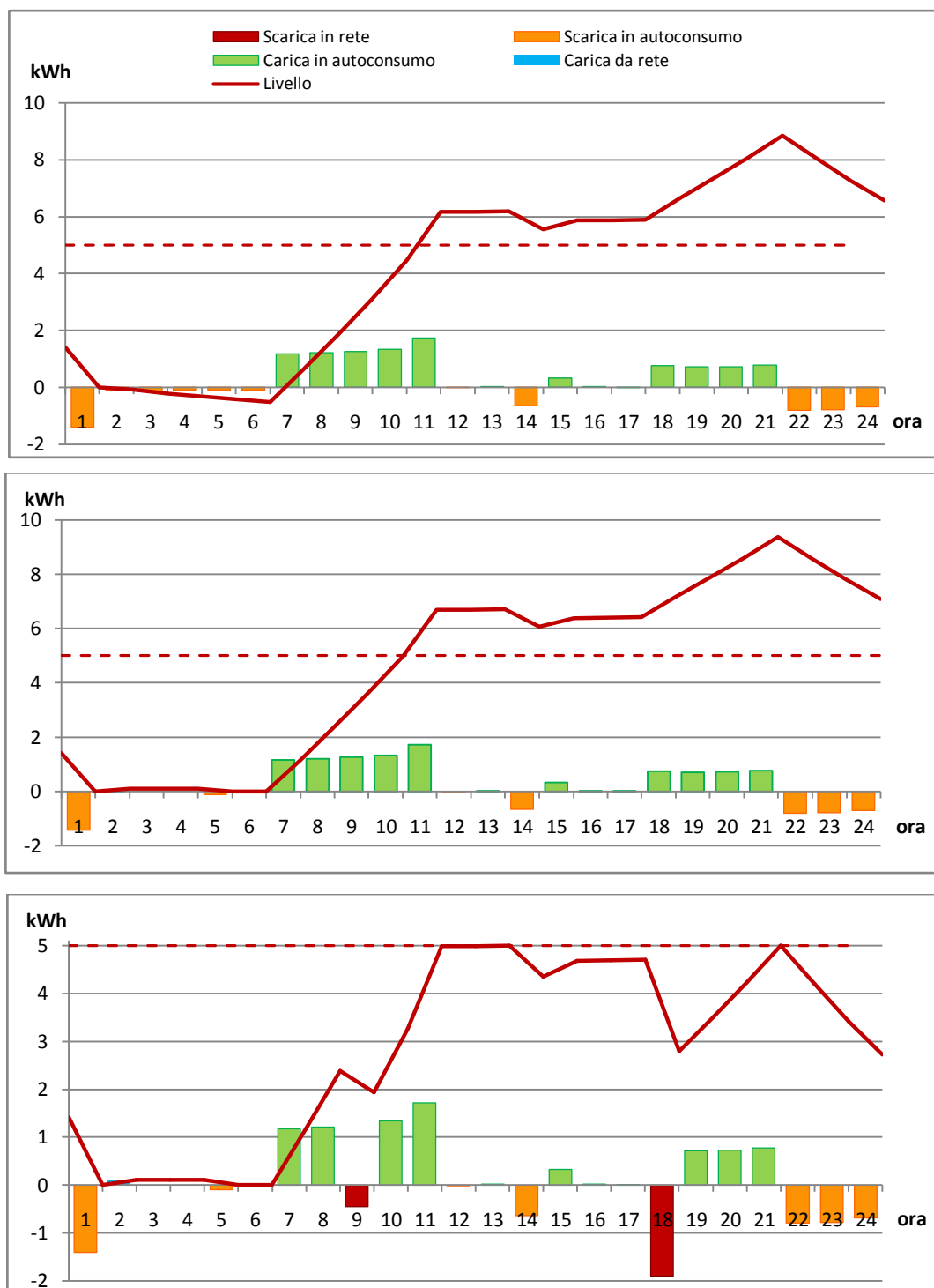


Figura 4.20: Esempio di gestione di un accumulo con capacità di 5 kWh. Inizialmente si calcola il livello dell'accumulo supponendo non vi siano scambi con la rete. Quando il livello è minore di zero viene prelevata energia dalla rete che viene direttamente utilizzata dalle utenze oppure è destinata a caricare l'accumulo (slot 2-6). Quando il livello è sopra il massimo viene ridotta l'energia assorbita dall'accumulo in autoconsumo (slot 9,18). Quella che non viene assorbita è perciò immessa in rete. È possibile inoltre scaricare l'accumulo immettendo energia in rete sempre al fine di ridurre il livello si riempimento dell'accumulo.

4.5.2 Risultati

Si è confrontato il funzionamento dell'impianto di riferimento con quello di un impianto completo di EES. La programmazione della parte termica e degli ELDO risulta invariata dal momento che la pianificazione dell'utilizzo dell'accumulo elettrico è eseguita come ultimo passo dell'ottimizzazione giornaliera. Ciò che varia sono i volumi di energia autoconsumata istantaneamente e di conseguenza quelli prelevati e immessi in rete.

	Autoconsumo istantaneo [kWh]	Autoconsumo differito [kWh]	Immissioni in rete [kWh]	Prelievi dalla rete [kWh]	Netto prelievi [kWh]
Senza EES	4141	1551	1551	2827	1276
Con EES	5048	645	645	1921	1276

Tabella. 4.2 Influenza del EES sui bilanci di energia elettrica annuali.

Come si nota dai valori riportati in tabella il volume di energia autoconsumata istantaneamente è maggiore quando è presente l'accumulo. Infatti si considera autoconsumo istantaneo tutta l'energia elettrica prodotta che non viene immessa in rete o in alternativa si può calcolare come l'energia consumata complessivamente a cui viene sottratto il volume prelevato dalla rete.

$$EE_{\text{autoconsumata}} = EE_{\text{prodotta}} - EE_{\text{prelevata dalla rete}}$$

$$EE_{\text{autoconsumata}} = EE_{\text{consumata}} - EE_{\text{immessa in rete}}$$

dove

$$EE_{\text{prelevata dalla rete}} = EE_{\text{prelevata in assenza di EES}} - EE_{\text{scarica EES}}$$

$$EE_{\text{immessa in rete}} = EE_{\text{immessa in assenza di EES}} - EE_{\text{carica EES}}$$

L'accumulo riduce il prelievo dalla rete quando si scarica e riduce le immissioni quando si carica. Ne deriva il maggior autoconsumo istantaneo e la riduzione di prelievi e le immissioni.

La **differenza tra prelievi e immissioni rimane costante**: è infatti pari alla quota del fabbisogno elettrico non soddisfatta dalla produzione in sito. Inoltre, poiché il fabbisogno complessivo di energia elettrica è superiore alla produzione in sito, il valore dell'autoconsumo differito corrisponde al totale delle immissioni in rete.

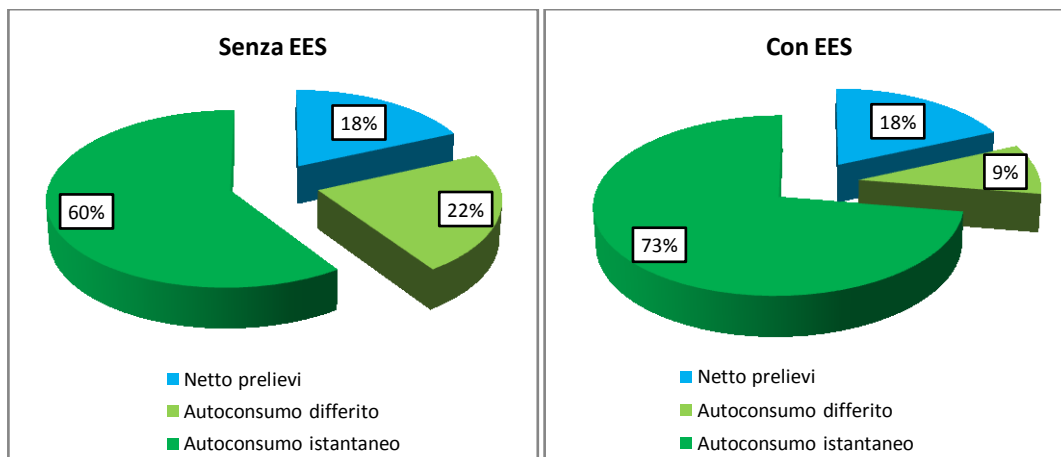


Figura. 4.3 Provenienza dell'energia elettrica consumata: confronto tra impianto di riferimento e impianto con EES

Il risparmio conseguito, dovuto all'evitato pagamento delle componenti tariffarie rimborsabili si attesta intorno ai 70 €/anno. Tale cifra corrisponde al 20% della spesa per l'energia elettrica nell'impianto di riferimento. Supponendo che non vi sia possibilità di accedere al servizio di SSP i vantaggi conseguibili sono maggiori, dell'ordine di 100 €/anno, ma comunque insufficienti a giustificare l'acquisto di una batteria il cui costo specifico è dell'ordine di 1000 €/kWh se si vuole un'efficienza di carica-scarica elevata (90-95%). L'utilizzo di batterie al piombo permette di contenere il costo di investimento (circa 200 €/kWh) tuttavia queste raggiungono un'efficienza massima del 70%. È inoltre necessario considerare che le batterie sono caratterizzate da una vita utile limitata a poche migliaia di cicli di carica-scarica. I ridotti risparmi conseguibili sono dovuti alla flessibilità di cui è dotato l'impianto grazie alla grande capacità dell'accumulo termico e alle numerose unità di produzione. La produzione ed i consumi elettrici sono programmati in modo da minimizzare il costo di esercizio e nello scenario tariffario attuale ciò implica già una riduzione degli scambi con la rete. L'aggiunta di un EES, quindi, non incrementa significativamente la flessibilità dell'impianto. L'utilizzo di un accumulo di energia elettrica rimane sensato in un sistema *stand alone*. In tal caso, supponendo che i consumi rimangano invariati, un accumulo con capacità di 20 kWh sarebbe sufficiente nel 95% dei casi. Tuttavia è possibile modificare l'obiettivo dell'algoritmo imponendo la riduzione degli scambi con la rete. Definendo i vincoli relativi alla taglia del EES è possibile ridurre la capacità necessaria, e quindi l'investimento iniziale, al prezzo di un maggior costo di esercizio.

4.6 Osservazioni

Una **configurazione impiantistica senza accumulo**, o con un accumulo di piccole dimensioni, non è sensata poiché si dispone di numerosi componenti ma non è possibile sfruttare appieno la flessibilità che deriva dalle diverse modalità di produzione di calore. Il costo di esercizio cresce del 13% rispetto alla configurazione di riferimento; tale incremento in parte è dovuto all'assenza dell'impianto solare termico. Si evidenzia che non è stata considerata la riduzione del rendimento di produzione termica dovuta ai numerosi transitori cui sono sottoposte le macchine in assenza di accumulo. In assenza di accumulo va tuttavia rilevato un vantaggio: non è necessario produrre calore a temperature superiori a quella richiesta dall'utenza visto che non sussiste la necessità di stoccare energia sotto forma di calore sensibile.

In presenza di accumulo, **escludere il cogeneratore dall'impianto** non è una soluzione conveniente: l'onere della produzione di calore sarebbe sostenuto quasi interamente dalla PdC e dalla caldaia. Ciò causa un aumento dei consumi di energia elettrica e l'incremento dei prelievi dalla rete, provocando il passaggio a scaglioni di consumo più elevati. Rispetto alla configurazione di riferimento, per la quale la differenza tra prelievi e immissioni si attesta intorno a 1300 kWh/anno, in assenza di cogeneratore tale valore raggiunge 5000 kWh/anno. Il maggior costo dell'energia elettrica oltre a causare un aumento del costo di esercizio favorisce l'utilizzo della caldaia. Si riduce perciò l'efficienza energetica del sistema: i consumi di energia primaria sono incrementati del 10%. In assenza di cogeneratore è sensato valutare l'utilizzo della pompa di calore come unica unità di produzione termica. In tal caso è possibile usufruire di una tariffa elettrica agevolata che non penalizza i maggiori consumi derivanti dal largo impiego di questa macchina.

La simulazione mostra che **escludere la pompa di calore dall'impianto** può non penalizzare eccessivamente il sistema dal punto di vista economico: sebbene la spesa annuale sia superiore del 25% rispetto a quella dell'impianto completo, il minor investimento iniziale le rende una soluzione competitiva con quella di riferimento. L'acquisto di uno split murale in sostituzione della pompa di calore va tuttavia tenuto in considerazione in caso di necessità di climatizzazione estiva. La riduzione dell'investimento iniziale non si rivela allora sufficiente a giustificare i maggiori costi di esercizio dell'impianto. Questa configurazione in ogni caso non soddisfa gli standard normativi in materia di rinnovabili e non è pertanto accettabile nel caso di edifici di nuova costruzione.

La **presenza dell'accumulo di energia elettrica**, come visto, pur permettendo una migliore gestione del sistema, è ostacolata dagli elevati costi e dalla limitata vita utile che attualmente caratterizzano le batterie. Non è perciò economicamente vantaggiosa, in particolare qualora si possa usufruire del servizio di scambio sul posto. In uno scenario Smart Grid potrebbe invece risultare più sensato l'utilizzo di un EES se finalizzato ad un bilanciamento dell'abitazione o della rete elettrica locale, ma comunque non conveniente dal punto di vista economico. Qualora fosse necessario in un impianto *stand alone*, si renderebbe opportuno ridefinire gli obiettivi dell'algoritmo di ottimizzazione al fine di ridurre la capacità richiesta per l'accumulo

di energia elettrica. Con un'opportuna gestione del cogeneratore, della pompa di calore e degli elettrodomestici intelligenti, sarebbe infatti possibile ridurre significativamente le dimensioni dell'EES.

La configurazione dell'impianto di riferimento si afferma come la migliore dal punto di vista economico. La presenza dell'apporto da solare termico si rivela vantaggiosa visto il ridotto costo di investimento iniziale ad esso associato e la possibilità di recuperare parte della spesa sostenuta per mezzo di incentivi o detrazioni fiscali. L'analisi economica evidenzia che l'investimento effettuato per l'impianto ST, qualora si possa usufruire degli incentivi del Conto Termico, viene recuperato in 2-3 anni.

Un'ultima considerazione va fatta sulla **dimensione dell'accumulo termico**. Si è utilizzato in tutte le simulazioni un serbatoio con una capacità di 35 kWh, corrispondenti ad un volume di 900 litri d'acqua e ad un range di temperatura di 35°C. È stato poi valutato l'effetto prodotto dall'utilizzo di un accumulo di taglia inferiore. Nell'attuale scenario tariffario è possibile ridurre la capacità termica dell'accumulo senza influire significativamente sull'efficienza del sistema. Una riduzione eccessiva del calore stoccabile impedisce però il funzionamento corretto del sistema. Va in tal caso previsto il funzionamento dei componenti a carico parziale.

La configurazione d'impianto descritta al paragrafo 1.2 è dunque la migliore tra quelle analizzate. Pur risultando la più vantaggiosa è caratterizzata da tempi di ritorno dell'investimento lunghi: considerando le agevolazioni fiscali e gli incentivi di cui si può usufruire in caso di interventi di riqualificazione energetica su un edificio già esistente il PBP (*pay back period*) raggiunge i 14-15 anni. In caso di installazione in un edificio di nuova costruzione non è possibile beneficiare delle detrazioni fiscali e l'investimento non risulta economicamente conveniente; è però necessario considerare che vi sono degli obblighi in materia di sfruttamento delle fonti rinnovabili da rispettare. L'alternativa con cui confrontare la piattaforma di microgenerazione non può perciò essere l'installazione di una caldaia e il prelievo di tutta l'energia elettrica dalla rete. Al fine di adempiere gli obblighi si suppone anche la presenza di un impianto fotovoltaico e di una pompa di calore. L'investimento differenziale per la piattaforma rispetto a questa soluzione è pari alla metà del costo reale. Il risparmio economico che garantisce la piattaforma di microgenerazione (40% sulla spesa annuale) non è tuttavia sufficiente a garantirne la competitività. Il tempo di ritorno dell'investimento supera in questo caso i 20 anni. Il tempo di ritorno lungo e l'entità dell'investimento iniziale (che considerando anche l'installazione di un impianto PV si può valutare in circa 30.000 €) costituiscono i principali impedimenti economici alla diffusione della piattaforma di microgenerazione. A ciò si aggiunge il carattere innovativo del sistema che può ostacolarne la diffusione commerciale. Una soluzione a questo problema è però costituita dalla sua facilità di utilizzo, lato utente, che permette di ridurre l'attitudine tecnologica necessaria da parte del cliente. Si evidenzia infine che la limitata maturità tecnologica, non tanto dei componenti presi singolarmente quanto del sistema nel suo complesso, può influenzare negativamente l'affidabilità della piattaforma creando un ulteriore ostacolo alla sua diffusione.

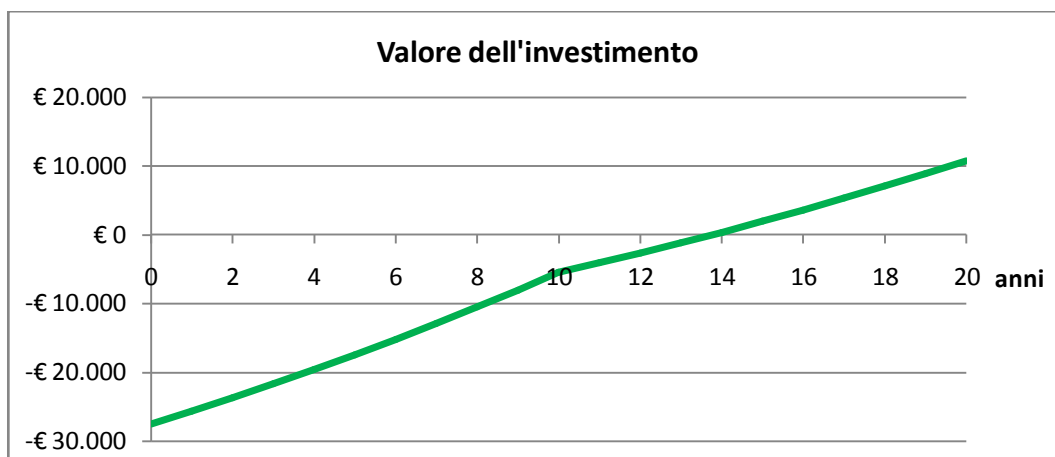


Tabella 4.4: Valutazione del tempo di ritorno dell'investimento in caso di installazione della piattaforma in un edificio già esistente. Per la maggior parte dei componenti è possibile usufruire di una detrazione del 50% della spesa sostenuta in 10 quote annuali dall'IRPEF.

Le attuali agevolazioni possono rendere economicamente fattibile l'installazione della piattaforma di microgenerazione in edifici esistenti nonostante il tempo di ritorno sia abbastanza lungo. È però necessario considerare che il sistema offre un vantaggio tanto maggiore quanto più sono elevati i consumi energetici dell'abitazione. In Italia, dove il parco edilizio è composto in gran parte da edifici costruiti nel periodo antecedente gli anni settanta, gli elevati consumi energetici del settore residenziale rendono la piattaforma una soluzione sensata. Tuttavia l'efficienza energetica nelle abitazioni può essere perseguita anche attraverso una riduzione dei consumi, operando interventi di miglioramento dell'involucro edilizio, dalla coibentazione delle pareti alla sostituzione degli infissi, e attraverso l'utilizzo di elettrodomestici ad elevata efficienza. Tale soluzione, incentivata anch'essa, costituisce un'alternativa a quella presentata in questo lavoro. La riduzione dei consumi ottenuta in questo caso rende meno conveniente l'installazione di una piattaforma di microgenerazione. Si può dunque considerare l'utilizzo del sistema studiato, scalato adeguatamente, in applicazioni caratterizzate da consumi maggiori di quelli di una singola abitazione quali possono essere condomini, alberghi, piscine, etc. In alternativa è possibile, come già verificato in Olanda con la sperimentazione di *PowerMatching City* (vedi paragrafo 2.3.3), considerare più abitazioni come un unico sistema e suddividere le unità di produzione, e quindi anche l'investimento, tra più soggetti. A tal fine è però necessario lo sviluppo di una Smart Grid, perlomeno a livello locale.

Capitolo 5

Effetti degli errori previsionali

Dopo avere valutato le prestazioni dell'algoritmo di ottimizzazione in condizioni di funzionamento ideali si procede ad una verifica del funzionamento dell'impianto simulando condizioni più simili a quelle reali. Si intende così valutare l'influenza degli errori previsionali e delle approssimazioni introdotte nella fase di ottimizzazione sul funzionamento del sistema.

Si rimuovono quindi le seguenti semplificazioni:

- **Previsioni meteorologiche** corrette; nel precedente modello si è ipotizzato che le previsioni riguardanti temperatura esterna, umidità relativa e grado di copertura nuvolosa risultassero sempre esatte. Si introduce ora uno scostamento tra valori effettivi e valori previsti.
- Indipendenza delle prestazioni delle macchine dalla temperatura di mandata dell'acqua; l'algoritmo di ottimizzazione, per le ragioni esposte al paragrafo 3.5, non può tenere conto della **temperatura dell'accumulo** durante la definizione del programma di funzionamento. Finora quindi le prestazioni delle unità di produzione del calore sono state valutate sulla base di una temperatura dell'accumulo definita come media tra temperatura massima e minima ammissibili. Si introduce ora una dipendenza delle prestazioni dei componenti di produzione termica dalla temperatura dell'accumulo prevista.
- Correttezza della **previsione del carico** elettrico "non smart" e del consumo di ACS; nelle precedenti analisi non si è tenuto conto degli errori che caratterizzano queste previsioni. Si considera adesso lo scostamento tra consumo atteso e consumo effettivo.
- Correttezza della stima del **coefficiente globale di scambio** termico dell'abitazione; finora si è supposto che il carico termico per il riscaldamento sia stimato correttamente sulla base di tale coefficiente. Si introduce ora uno scostamento tra previsione e valore effettivo del fabbisogno energetico dell'impianto di riscaldamento.

Rimuovendo le semplificazioni si ottiene un livello di riempimento dell'accumulo effettivo che non corrisponde a quello previsto. Se il livello previsto, per come è strutturato l'algoritmo, rimane sempre entro il range ammissibile, le condizioni effettive possono invece causare un superamento della temperatura massima dell'acqua nell'accumulo o, al contrario, un abbassamento della temperatura al di sotto del limite minimo. Quando si verificano queste condizioni o in ogni caso quando le condizioni effettive si discostano eccessivamente da quelle previste nasce la necessità di rilanciare l'ottimizzazione allo scopo di adeguarsi al funzionamento reale dell'impianto.

5.1 Errori nelle previsioni

Al fine di introdurre uno scostamento, in assenza di valori misurati provenienti dal field test, è necessario inserire nel modello sia i valori previsti sia quelli effettivi relativi a ciascuna grandezza per la quale si vuole simulare l'errore nella previsione.

Condizioni meteorologiche

Per i valori effettivi di temperatura umidità e irraggiamento si utilizzano i dati rilevati dal servizio meteorologico dell'ARPA Lombardia. Si simulano invece i valori previsti: si modifica il valore effettivo aggiungendo un errore diverso per ogni ora. Per esempio, per i valori della temperatura, si suppone che il valore previsto differisca, per un massimo di 4°C in positivo o in negativo, da quello che sarà poi il valore registrato. Tuttavia, al fine di evitare oscillazioni eccessive nel profilo di temperatura previsto, si scompone l'errore che si attribuisce alla previsione in due parti: una prima parte è uguale per tutte le ore di un giorno mentre la seconda parte è differente per ciascuna ora. Lo stesso metodo si segue per i valori di umidità e irraggiamento. In questo caso il valore previsto oscilla in un intorno del valore effettivo con scostamenti massimi del $\pm 10\%$.

Introdurre queste modifiche significa inserire un errore anche nella previsione della producibilità di calore dei vari componenti dell'impianto. Infatti utilizzando il valore di temperatura previsto in una determinata ora si commette un errore nel valutare la produzione termica di PdC e MCI poiché questa dipende dalla temperatura esterna effettiva. È anche possibile che un'errata previsione della temperatura esterna e dell'umidità dell'aria porti alla programmazione del funzionamento della PdC in condizioni che in realtà non lo permettono. In tal caso la PdC rimane spenta nonostante il suo avvio sia stato pianificato e l'accumulo viene privato di una quota considerevole dell'input termico previsto. Inoltre l'errore introdotto nella previsione del grado di copertura nuvolosa porta ad una stima errata della producibilità dell'impianto solare termico. Quindi, solo introducendo degli errori nelle previsioni meteo, si varia significativamente il valore complessivo della produzione di calore e pertanto anche il livello di riempimento dell'accumulo.

Fabbisogno per il riscaldamento

La quantità di energia necessaria al riscaldamento dell'abitazione viene stimata tramite un coefficiente globale di scambio termico che si ritiene costante. Dopo un periodo di esercizio in cui si utilizza un valore stimato di tale coefficiente, sulla base dei dati rilevati durante il reale funzionamento dell'impianto è possibile modificare il valore di questo parametro in modo da migliorare l'accuratezza delle previsioni del carico termico dell'edificio. Tuttavia, anche supponendo di aver eseguito quest'operazione, la stima del fabbisogno del riscaldamento può comunque non essere corretta. Infatti, **supporre che il coefficiente globale di scambio sia costante costituisce una semplificazione**: in generale questo potrebbe dipendere da numerose variabili come la differenza tra temperatura interna ed esterna o l'irraggiamento. Al fine di simulare un comportamento realistico dell'impianto si introduce anche in questo caso un errore nella stima del carico termico dovuto al riscaldamento. Il

coefficiente globale di scambio è calcolato con una funzione che dipende dal grado di copertura nuvolosa e dalla differenza di temperatura tra interno e esterno.

$$G_{glob} = f(\Delta T; irraggiamento)$$

Tale funzione, a parità di condizioni meteorologiche, causa una differenza massima tra carico termico per il riscaldamento effettivo e previsto di +9/-8%. Questo scostamento si combina con quello dovuto alla stima inesatta della temperatura esterna; lo scostamento complessivo risultante, quando il fabbisogno per il riscaldamento è significativo, raggiunge al massimo il $\pm 20\%$. Si suppone invece che non vi siano effettuate variazioni da parte dell'utente nelle impostazioni del set point di temperatura interna.

Caratterizzazione componenti

Si introduce per ogni componente una funzione che descrive la producibilità di calore in funzione della temperatura di mandata dell'acqua che, a sua volta, dipende dalla temperatura dell'accumulo. Il cogeneratore e la caldaia sono influenzati in modo simile da questo parametro. Infatti, in presenza di un'elevata temperatura dell'accumulo, sia l'acqua prelevata da questi componenti sia quella reimpressa si troveranno a temperature maggiori rispetto a quelle relative alla temperatura dell'accumulo utilizzata per la previsione. Lo scambio termico all'interno di queste macchine avviene quindi sotto differenze di temperatura minori e si riscontra una produzione di calore inferiore a quella preventivata. L'utilizzo di un accumulo a termoclino non impedisce alla temperatura di mandata dell'impianto ST e della PdC di aumentare a seguito di un incremento della temperatura media dell'accumulo. Per l'impianto solare termico, un aumento della temperatura media del fluido si traduce in un minor rendimento dei collettori solari e quindi una minor quantità di calore prodotto. Lo stesso vale per la PdC che, trovandosi ad operare con una differenza di temperatura maggiore tra sorgente fredda e sorgente calda, oltre a riscontrare una diminuzione del COP vede ridotto l'output termico. Da una temperatura media dell'accumulo maggiore di quella utilizzata per la previsione risulta quindi una minore produzione di calore. Viceversa accade quando l'accumulo si trova ad una temperatura inferiore.

Aggiungendo tale temperatura alle variabili di input si introduce anche un'ulteriore complicazione che tuttavia è importante per comprendere il funzionamento reale dell'impianto: La pompa di calore selezionata non è in grado di scaldare l'acqua a temperature superiori ai 60°C. Poiché la PdC opera nella parte inferiore del tank, la sua temperatura di mandata è inferiore alla temperatura media dell'accumulo, grazie al termoclino sviluppato nel serbatoio. Tuttavia quando l'accumulo è pieno si trova a temperature superiori a 70°C: anche ipotizzando ottimisticamente una differenza di 10°C tra temperatura media e temperatura di mandata della PdC, in numerose occasioni questo componente dovrà rimanere spento a causa delle inadatte condizioni operative.

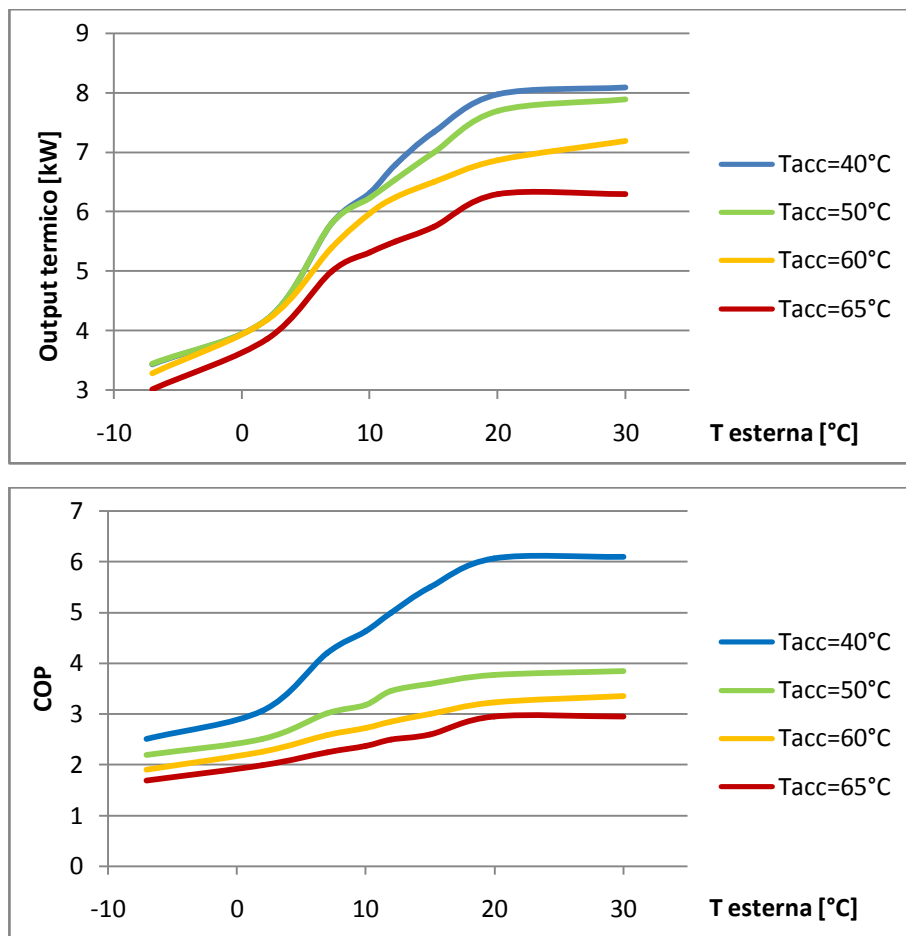


Figura 5.1: Potenza termica e COP della pompa di calore in funzione della temperatura dell'aria esterna e della temperatura media dell'accumulo, ipotizzando che la temperatura di mandata sia 5°C inferiore a quella media nell'accumulo.

Poiché non è possibile conoscere a priori la temperatura dell'accumulo si utilizza per la previsione un valore medio in modo che il valore effettivo si discosti sia in positivo sia in negativo da quello ipotizzato. Si cerca così di compensare la mancata produzione di determinati orari con una maggiore in altri.

L'introduzione della temperatura dell'accumulo tra le variabili causa quindi uno scostamento tra produzione prevista e produzione effettiva che va a sommarsi con quello dovuto alla previsione delle condizioni meteo.

Consumo di ACS

Il consumo di ACS viene stimato dall'algoritmo sulla base di dati storici. Vi è già uno scostamento tra valori previsti e valori effettivi, generato dal processo di previsione. Non è quindi necessario introdurre ulteriori errori nel profilo previsto del fabbisogno termico relativo all'ACS.

Gli errori nella previsione dei carichi termici si vanno a combinare con quelli effettuati nella previsione della produzione di calore. Possono in alcuni casi compensarsi ma è possibile che abbiano effetti analoghi sul livello dell'accumulo. Per esempio se la temperatura esterna è minore di quella prevista, la produzione può diminuire a causa della minor efficienza della PdC e il fabbisogno di calore per il riscaldamento aumentare; entrambi gli errori causano perciò uno svuotamento più rapido dell'accumulo.

Produzione elettrica

Gli errori nelle previsioni influenzano anche il bilancio elettrico del sistema. La producibilità dell'impianto PV dipende infatti dell'irraggiamento. Il consumo di energia elettrica della PdC e la produzione del cogeneratore dipendono invece dalla temperatura esterna. La previsione che costituisce il primo passo dell'ottimizzazione giornaliera genera inoltre uno scostamento tra valore atteso e valore effettivo del carico elettrico "non smart". Gli scostamenti riscontrati nel bilancio elettrico del sistema non sono utilizzati come parametro di verifica durante il funzionamento del sistema ma se ne tiene conto a consuntivo per la valutazione del costo di produzione del calore e del costo dell'energia elettrica consumata dagli ELDO.

5.2 Logica di simulazione

Per ogni giorno il modello esegue l'ottimizzazione del sistema seguendo la logica previsionale, così come già fatto per le simulazioni ideali. A valle della pianificazione della produzione di calore, a partire dallo slot iniziale, si stima la producibilità dei diversi componenti nella prima ora della giornata sulla base della temperatura rilevata all'inizio dello slot. Combinando il programma di funzionamento con la producibilità effettiva di ciascun componente si ottiene la produzione di calore effettiva; disponendo dei valori di carico termico è dunque possibile calcolare il livello dell'accumulo effettivo al termine dello slot. A tale livello corrisponde la temperatura utilizzata per il calcolo della producibilità effettiva nell'ora successiva.

Dopo aver completato questa prima fase si verifica per ogni ora del giorno lo scostamento della temperatura effettiva dell'accumulo da quella prevista. Se si riscontra una differenza superiore a 10°C oppure se la temperatura effettiva non è compresa nell'intervallo di lavoro, si rilancia il processo di ottimizzazione (vedi paragrafo 3.12). Nello slot in cui si è verificata una delle condizioni precedenti non è più possibile intervenire poiché i valori a cui ci si riferisce per valutare lo scostamento sono relativi all'istante in cui termina lo slot. Si riesegue l'ottimizzazione solo dallo slot successivo in poi.

Il processo completo di ottimizzazione è costituito dai seguenti step:

1. Previsione dei carichi elettrici “non smart” e ACS
2. Calcolo dell’energia elettrica disponibile per il sistema abitazione
3. Calcolo del costo dell’energia termica
4. Previsione del carico termico
5. Definizione del programma ottimizzato di funzionamento dell’impianto termico
6. Calcolo dell’energia elettrica disponibile per ELDO
7. Programmazione ELDO

Per i motivi illustrati al paragrafo 3.12 è tuttavia superfluo ripetere la previsione del consumo dei carichi elettrici “non smart” e del consumo di ACS. Inoltre, poiché i profili di temperatura, umidità e irraggiamento previsti sono simulati, non si dispone di previsioni meteo aggiornate; non è perciò necessario ripetere la previsione del volume di energia elettrica disponibile in autoconsumo visto che il suo profilo dipende unicamente dal consumo dei carichi “non smart” e dalla produzione dell’impianto PV. Anche il costo di produzione del calore e il fabbisogno termico del riscaldamento non variano in assenza di una modifica delle previsioni meteo. Il processo di ottimizzazione, quando viene rilanciato, è quindi eseguito solo dal punto 5 in avanti. La pianificazione della produzione di calore viene modificata: il livello dell’accumulo nello slot iniziale non è più quello previsto ma è quello rilevato effettivamente e ciò è sufficiente a cambiare il programma delle ore successive.

Poiché cambia il programma di funzionamento del cogeneratore e della pompa di calore, cambia anche il bilancio di energia elettrica dell’abitazione. È dunque necessario ricalcolare il volume di energia elettrica disponibile, in autoconsumo istantaneo, per gli elettrodomestici intelligenti. Solo a questo punto si può rieseguire la programmazione dei carichi elettrici sfasabili. Tuttavia è possibile che alcuni elettrodomestici siano stati avviati prima del rilancio dell’ottimizzazione; questi non devono essere inclusi nella nuova pianificazione. Gli ELDO che al momento del rilancio dell’ottimizzazione stanno ancora completando il loro ciclo di funzionamento rientrano nella categoria appena citata. Si deve tuttavia tener conto del loro consumo elettrico poiché influenza la quantità di energia elettrica disponibile negli slot in cui sono accesi.

A valle del rilancio dell’ottimizzazione si prosegue nella verifica dello scostamento della temperatura effettiva dell’accumulo dalla previsione nelle ore successive. In caso di un’ulteriore violazione delle condizioni imposte si rilancia nuovamente l’ottimizzazione. Si procede fino ad arrivare al termine della giornata; non è necessario verificare il livello alla fine della 24^a ora poiché si procede alla programmazione del giorno successivo indipendentemente dall’accuratezza della stima di T_{accumulo} .

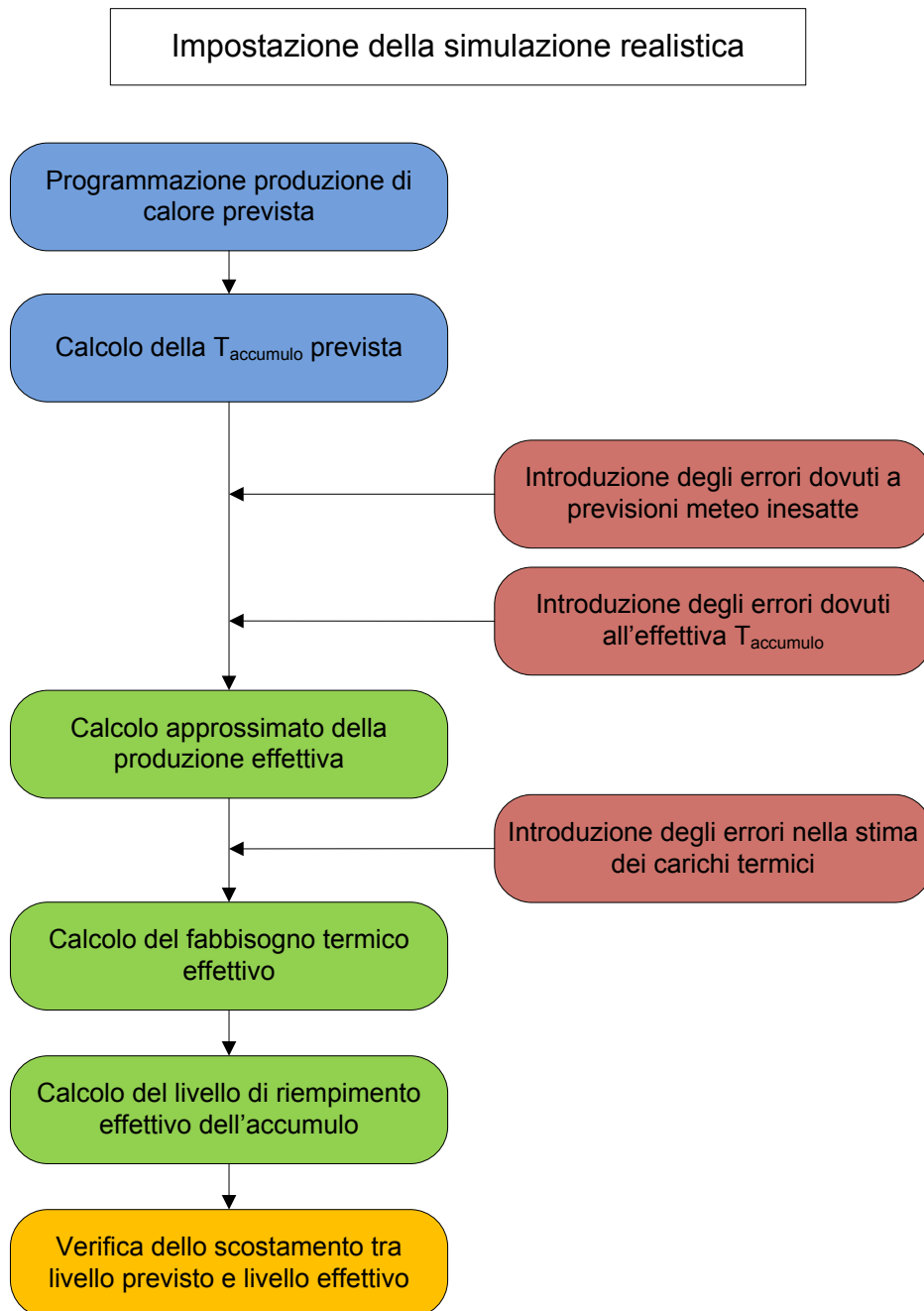


Figura 5.2: Schema logico del procedimento seguito per la simulazione del funzionamento del sistema in presenza di errori previsionali e con una temperatura dell'accumulo variabile.

5.3 Risultati

Gli errori previsionali introdotti hanno diversi effetti sul funzionamento del sistema. Si evidenzia come i **carichi termici ed elettrici** che dipendono dal comportamento degli occupanti vengano previsti con una accuratezza variabile. Generalmente si è in grado di ottenere la corretta forma del profilo di consumo anche se l'entità dell'errore commesso in una singola ora in alcuni casi può essere dello stesso ordine di grandezza del valore previsto; ciò è vero soprattutto durante i mesi caldi quando l'utilizzo della PdC in raffreddamento, non controllato da HECU, può causare significative variazioni del carico elettrico non sfasabile. Sia per l'ACS sia per i carichi "non smart" gli scostamenti dai valori attesi hanno un impatto significativo nei mesi estivi, quando costituiscono la quota maggioritaria rispettivamente dei consumi termici ed elettrici. Durante i mesi invernali invece, il consumo di calore per il riscaldamento rende l'errore di previsione del consumo di ACS meno rilevante sul bilancio termico del sistema, così come l'utilizzo di energia elettrica necessaria al funzionamento della PdC in riscaldamento rende meno evidente l'inaccuratezza della stima dei consumi dei carichi elettrici non intelligenti. Nelle condizioni simulate l'inesatta previsione del carico elettrico non provoca il superamento del limite di potenza impegnata se non in rari casi in cui il prelievo supera appena (8%) il valore massimo non causando perciò il distacco dalla rete. In ogni caso l'accuratezza di queste previsioni dipende fortemente dalle azioni degli occupanti: più il loro comportamento è consuetudinario più la previsione si rivela corretta.

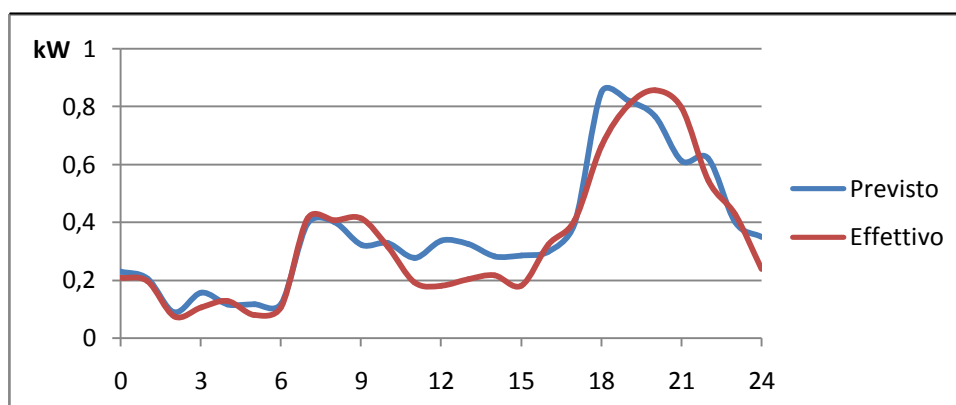


Figura. 5.1 Esempio dello scostamento tra previsione e valore effettivo (simulato) del carico elettrico non smart in una giornata invernale

Le **previsioni meteorologiche** influenzano la produzione del solare termico ma un'errata stima del calore prodotto da questo componente non si rivela un fattore determinante nell'allontanare il sistema dalle condizioni attese. Nei mesi invernali, infatti, l'impianto ST soddisfa solo una quota ridotta del fabbisogno di calore dell'abitazione per cui il suo peso nel bilancio termico dell'accumulo è scarso. Nei mesi estivi la produzione è eccedente la richiesta perciò una quantità di calore diversa

da quella preventivata si traduce in un maggior o minor sfruttamento della fonte solare. Inoltre l'errore introdotto sulle stime dell'irraggiamento simula solo piccoli scostamenti del grado di copertura nuvolosa ($\pm 10\%$): non si approfondisce il caso di una previsione totalmente sbagliata (ad esempio una giornata molto soleggiata secondo le previsioni meteo che si rivela invece completamente nuvolosa).

L'errata stima della temperatura esterna influisce sul fabbisogno del riscaldamento e sulla produzione di pompa di calore e cogeneratore. Porta quindi ad uno scostamento del livello dell'accumulo dal valore atteso. Tuttavia, per quanto possano essere consistenti gli errori nelle previsioni meteorologiche, hanno un effetto meno evidente rispetto a quello dovuto alla variazione della **temperatura dell'accumulo**. La previsione della produzione di calore è effettuata considerando una temperatura media di 60°C mentre l'accumulo può operare tra 45 e 80°C ; lo scostamento del valore effettivo può quindi raggiungere i 20°C , condizione che invece non si verifica per il valore della temperatura esterna. Gli errori derivanti dal trascurare il valore reale della temperatura dell'accumulo durante il processo di ottimizzazione, insieme all'accuratezza della previsione dei consumi, risultano quindi il maggior problema nella gestione del sistema.

Innanzitutto il trascurare la variazione nel tempo della temperatura dell'accumulo durante la fase di pianificazione causa un'inefficienza nell'individuazione della soluzione di produzione migliore. Infatti, considerando la temperatura dell'accumulo come una costante durante la definizione del programma di funzionamento, non si può essere certi di trovare la soluzione ottima. Per esempio, se in una certa ora con una temperatura media risulta più conveniente l'utilizzo del cogeneratore, la temperatura effettiva potrebbe rendere invece più economica la produzione della pompa di calore. In ogni caso la scelta della temperatura alla quale considerare l'accumulo durante la programmazione ha una significativa influenza sul funzionamento dell'impianto. Qualora l'efficienza di produzione del calore di un componente sia una funzione lineare della temperatura dell'accumulo, definendo tale temperatura come media tra il valore massimo e il valore minimo è possibile ottenere con buona approssimazione a consuntivo una corrispondenza tra previsione e valore effettivo del rendimento medio di produzione del calore. Se si segue lo stesso metodo per la PdC tuttavia si ottiene quanto segue; la temperatura media dell'accumulo è:

$$T_{media\ accumulo} = \frac{T_{max} + T_{min}}{2} = \frac{80 + 45}{2} = 62,5^\circ\text{C}$$

Utilizzando questa temperatura per la pianificazione della produzione, a consuntivo si rileva che la PdC opera mediamente a 63°C . Tuttavia l'efficienza media della macchina non corrisponde a quella media prevista ma risulta maggiore. Ciò è dovuto alla dipendenza non lineare esistente tra COP e temperatura dell'accumulo. Quando la temperatura è minore di quella media, l'incremento di COP è più significativo della riduzione che si riscontra invece quando la temperatura è superiore alla media. L'efficienza media della pompa di calore risulta quindi superiore a quella prevista. A consuntivo è dunque possibile registrare un costo di esercizio minore di quello atteso.

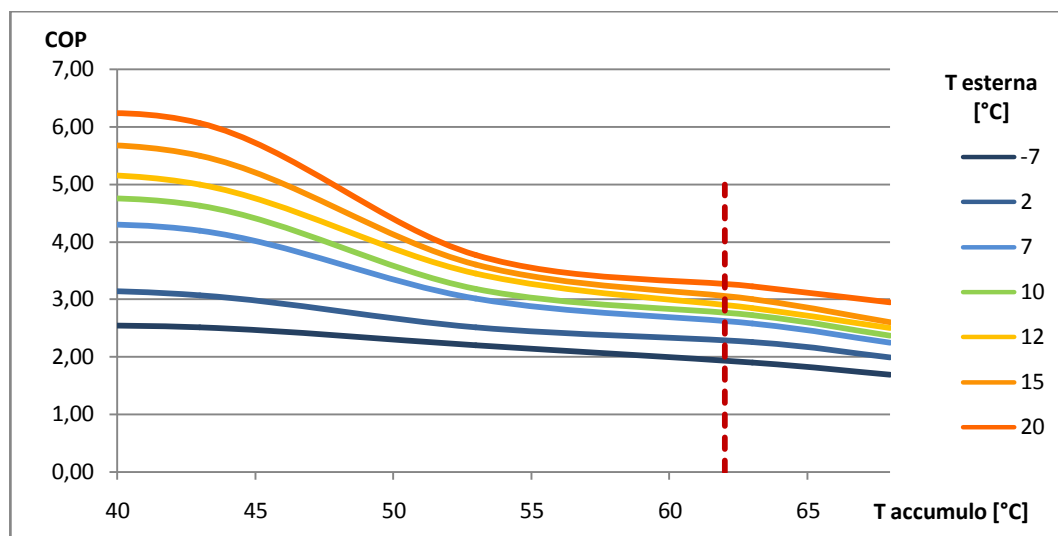


Figura 5.3: COP in funzione della temperatura dell'accumulo per diverse temperature dell'aria esterna. Si nota come per temperature inferiori alla temperatura media il COP cresce più rapidamente di quanto non si riduca al crescere della temperatura dell'accumulo.

Quando la temperatura dell'accumulo è elevata la produzione dei vari componenti tende ad essere inferiore a quella preventivata; viceversa accade quando all'interno del serbatoio la temperatura misurata è minore di quella media. Da un lato ciò costituisce un vantaggio poiché, quando l'accumulo è quasi pieno, i flussi di calore entranti diminuiscono riducendo quindi il rischio di un superamento della temperatura massima; quando l'accumulo è prossimo al livello minimo la produzione di calore è invece maggiore di quella attesa: è quindi meno probabile uno svuotamento eccessivo del serbatoio. Viene perciò facilitato il rispetto delle temperature operative dell'accumulo ma ciò non permette di rispettare il programma stabilito.

Affinché si giunga ad uno scostamento tra livello effettivo e livello previsto tale da giustificare un rilancio dell'ottimizzazione, devono verificarsi le medesime condizioni per un certo periodo di tempo: ad esempio la temperatura dell'accumulo deve rimanere sopra quella media per cinque o sei ore consecutive. Se invece le condizioni di temperatura esterna e dell'accumulo cambiano da un'ora all'altra possono verificarsi scostamenti nella produzione e nel consumo di calore sia in positivo sia in negativo che si bilanciano vicendevolmente.

È quindi vero che piccoli errori previsionali, accumulandosi in ore successive, possono portare a scostamenti eccessivi dalla previsione; tuttavia, nella maggioranza dei casi il rilancio dell'ottimizzazione è causato dalla mancata attivazione della **pompa di calore**. Questo componente è infatti limitato nel suo funzionamento sia dalle condizioni dell'aria esterna che dalla temperatura di mandata dell'acqua. Nei mesi invernali è possibile che il funzionamento della pompa di calore sia programmato in orari in cui le condizioni di temperatura e umidità effettiva dell'aria, discostandosi da quelle attese, si rivelino inadatte al suo utilizzo. Una soluzione a tale problema consiste nel definire per questo componente, durante la pianificazione della

produzione di calore, una temperatura minima di funzionamento (dipendente dall'umidità dell'aria) maggiore di quella reale. In tal modo, anche se la temperatura effettiva si rivela minore di quella prevista, rientra comunque nel range ammissibile dalla PdC che può essere quindi utilizzata. Ciò comporta però una rinuncia all'utilizzo della pompa di calore in casi in cui invece può funzionare.

Mentre il verificarsi della condizione fin qui descritta si limita alle giornate invernali, la disattivazione della pompa di calore a causa di un'elevata temperatura dell'accumulo si riscontra in tutte le stagioni e costituisce la causa dell'80% delle situazioni in cui non è possibile attivare la PdC come pianificato. Non si può prevedere a priori l'insorgere di questo problema vista l'impossibilità di conoscere la temperatura dell'accumulo prima di aver definito il programma di produzione del calore; può verificarsi anche numerose volte in uno stesso giorno. Ogni volta ne deriva una mancata produzione termica da 3 a 7 kWh, a seconda delle condizioni dell'aria esterna, che tradotti in termini di temperatura dell'accumulo arrivano a:

$$\Delta T = \frac{Q_{non\ prodotto}}{Capacità\ accumulato} \cdot (T_{max} - T_{min}) = \frac{7}{35} \cdot (80 - 45) = 7\ ^\circ C$$

Nella maggior parte dei casi uno scostamento di tale o maggior entità va a combinarsi con quello causato da altri fattori. Il livello dell'accumulo che ne deriva si discosta eccessivamente da quello previsto (oppure scende sotto il minimo in uno slot successivo) e l'ottimizzazione viene rilanciata. Il processo di ottimizzazione è quindi ripetuto fino a 4-5 volte al giorno nei casi peggiori. È evidente che tale comportamento causa una riduzione dell'efficienza energetica: ogni volta che viene rilanciata l'ottimizzazione a causa di un livello dell'accumulo inferiore al minimo si affronta una situazione di emergenza; c'è quindi meno libertà di pianificazione. Anche quando il livello rimane entro il range ammissibile ma si rilancia il processo di ottimizzazione significa che c'è stata una deviazione dalla soluzione ottimale; anche in questo caso non si genera energia con la massima efficienza. L'indice più evidente della minor efficienza è il maggior utilizzo della caldaia, che non viene utilizzata nel caso ideale mentre costituisce ora per il 3% della produzione termica. A parità di carichi termici ed elettrici dell'abitazione e a parità di efficienza media dei componenti, l'aumento del fabbisogno di energia primaria causato dagli errori previsionali si valuta nel 3-4% rispetto al caso ideale. Si evidenzia infine che non si verifica quasi mai un superamento del livello massimo dell'accumulo visto che i maggiori problemi sono causati da una mancata produzione di calore.

Il problema è accentuato in presenza di un accumulo termico di dimensioni inferiori. L'effetto della mancata produzione di calore da parte della PdC e, in generale di qualsiasi scostamento dei valori di produzione o consumo da quelli previsti, è più marcato. La temperatura dell'accumulo si discosta più facilmente dal profilo pianificato, rendendo necessario il rilancio dell'ottimizzazione numerose volte. L'utilizzo di un accumulo con capacità termica di 20 kWh, invece di 35 kWh, causa un aumento del 37% del numero di occasioni in cui l'ottimizzazione deve essere rilanciata. Di conseguenza viene fatto un maggior utilizzo della caldaia la cui produzione aumenta dal 3 al 5% di quella totale.

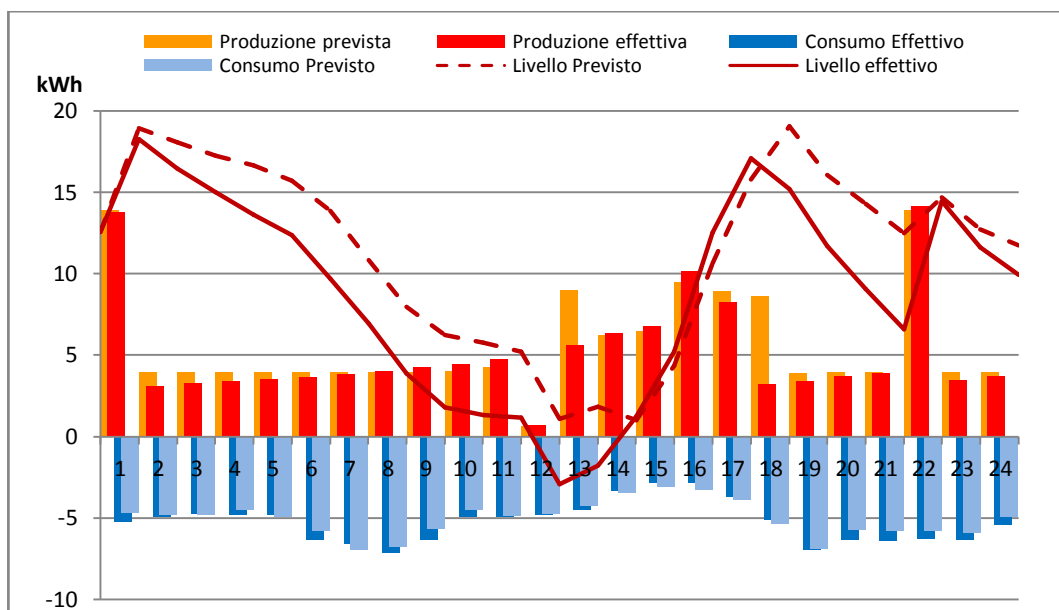


Figura 5.4: Confronto tra funzionamento dell'impianto utilizzando un accumulo da 20 kWh (sopra) o da 35 kWh (sotto) in una giornata invernale. Durante le ore mattutine gli errori previsionali su produzione e consumi portano progressivamente il livello dell'accumulo da 20 kWh a discostarsi dalla previsione fino a scendere sotto al minimo. È quindi necessario il rilancio dell'ottimizzazione alle ore 12. Nello slot successivo tuttavia la PdC non può entrare in servizio a causa dell'errata previsione della temperatura esterna; il livello rimane sotto al minimo ed è necessario procedere nuovamente all'ottimizzazione. Alle 18 la pompa di calore non è disponibile come previsto a causa della temperatura dell'accumulo troppo elevata. La mancata produzione si somma ai piccoli scostamenti delle ore successive causando ancora una volta il rilancio dell'ottimizzazione.

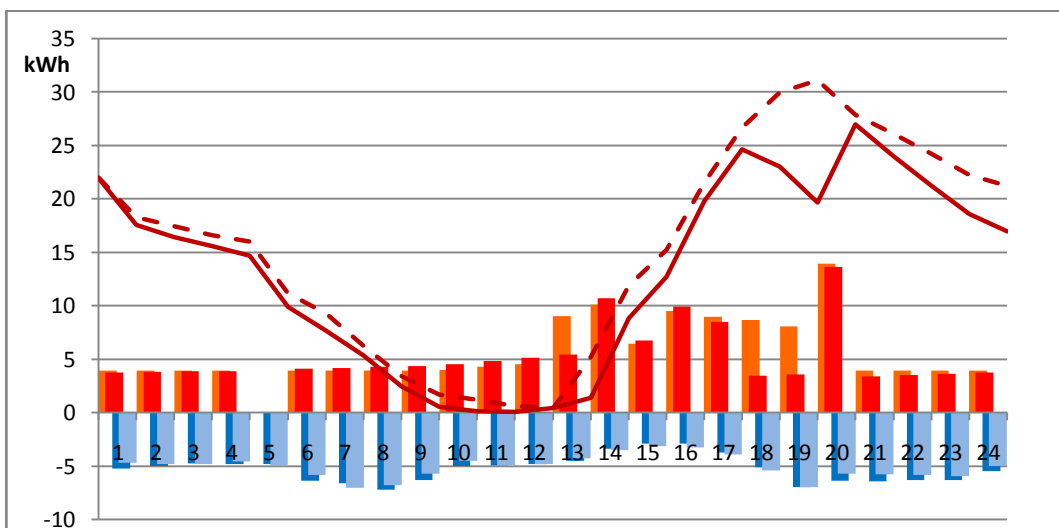


Figura 5.5: Gli errori previsionali nella prima parte della giornata hanno un'influenza minore vista la maggior capacità dell'accumulo. Il livello effettivo non si discosta significativamente da quello atteso e, anche quando viene a mancare la produzione della PdC nello slot 13, non è necessario rilanciare l'ottimizzazione. Solo in seguito alla non disponibilità della pompa di calore in due slot consecutivi (19 e 20) il livello si discosta eccessivamente dal profilo previsto.

È possibile prevedere una **soluzione** che impedisca il verificarsi del problema esposto. Una prima possibilità consiste nell'escludere la PdC dall'impianto. Tuttavia tale soluzione, come già evidenziato nell'analisi del funzionamento in condizioni ideali, oltre a ridurre la flessibilità del sistema non consente di soddisfare la quota minima di produzione da fonti rinnovabili destinata alla copertura dei fabbisogni di calore e dei carichi frigoriferi. L'utilizzo diretto del calore generato dalla PdC, senza quindi passare per l'accumulo, risolverebbe il problema qualora vi sia contemporaneità tra produzione e domanda; tale condizione tuttavia non è sempre verificata. Un'altra possibile via consiste nel suddividere l'accumulo in due parti (o utilizzare due accumuli separati): in tal modo la PdC, ed eventualmente l'impianto solare termico, opererebbe con temperature di mandata limitate scaldando un primo accumulo, dal quale verrebbe poi prelevata acqua destinata all'impianto di riscaldamento oppure scaldata ulteriormente da caldaia e cogeneratore e stoccata in un secondo accumulo. Questa soluzione richiederebbe tuttavia una logica di ottimizzazione diversa che consideri separatamente i fabbisogni di ACS e del riscaldamento e preveda la gestione di due accumuli.

Per evitare una complicazione del sistema di ottimizzazione è possibile adottare un'altra soluzione: si permette all'accumulo di operare fino ad una temperatura massima minore di quella utilizzata finora (80°C). Così facendo si riduce o si elimina la possibilità che si creino condizioni tali da non permettere l'utilizzo della pompa di calore. Si è supposto di lavorare con limite superiore di temperatura di 70°C. A parità di volume dell'accumulo ciò corrisponde ad una riduzione di capacità termica del 30%. Se ad volume di 900 litri e ad range di temperatura di 35°C corrisponde una capacità di 35 kWh, riducendo il range di 10°C la capacità si riduce a 25 kWh. Ciò causa, come già discusso, un aumento dell'impatto degli errori previsionali riguardanti consumi e produzioni sulla temperatura dell'accumulo. Gli scostamenti dal profilo atteso, quindi, da un lato si riducono poiché la pompa di calore è in grado di operare come pianificato ma dall'altro aumentano perché qualsiasi scostamento che non sia dovuto alla precedente ragione ha un impatto maggiore sulla temperatura dell'accumulo. Con le caratteristiche dei componenti selezionati l'effetto negativo della riduzione della capacità dell'accumulo è maggiore dell'effetto positivo attribuibile al funzionamento secondo il programma della PdC. Il risultato tuttavia sarebbe differente se la PdC fosse chiamata a soddisfare una quota maggiore del carico termico. Il rilancio dell'ottimizzazione si rende necessario con una frequenza maggiore (+20%) tuttavia si rileva un vantaggio: l'accumulo si trova mediamente ad una temperatura minore perciò la produzione di calore avviene ad un costo minore; in particolare il ridotto consumo elettrico della PdC influisce significativamente sul bilancio economico. Rimane la possibilità di utilizzare un accumulo di dimensioni maggiori per mantenere la capacità termica costante pur riducendo il range di temperatura operativo.

Per eliminare completamente la possibilità che la temperatura dell'accumulo superi la massima temperatura di mandata della PdC si potrebbe ridurre ulteriormente la temperatura massima raggiungibile dall'acqua utilizzando un accumulo di maggiori dimensioni, oppure prevedere l'installazione di un accumulo a transizione di fase che

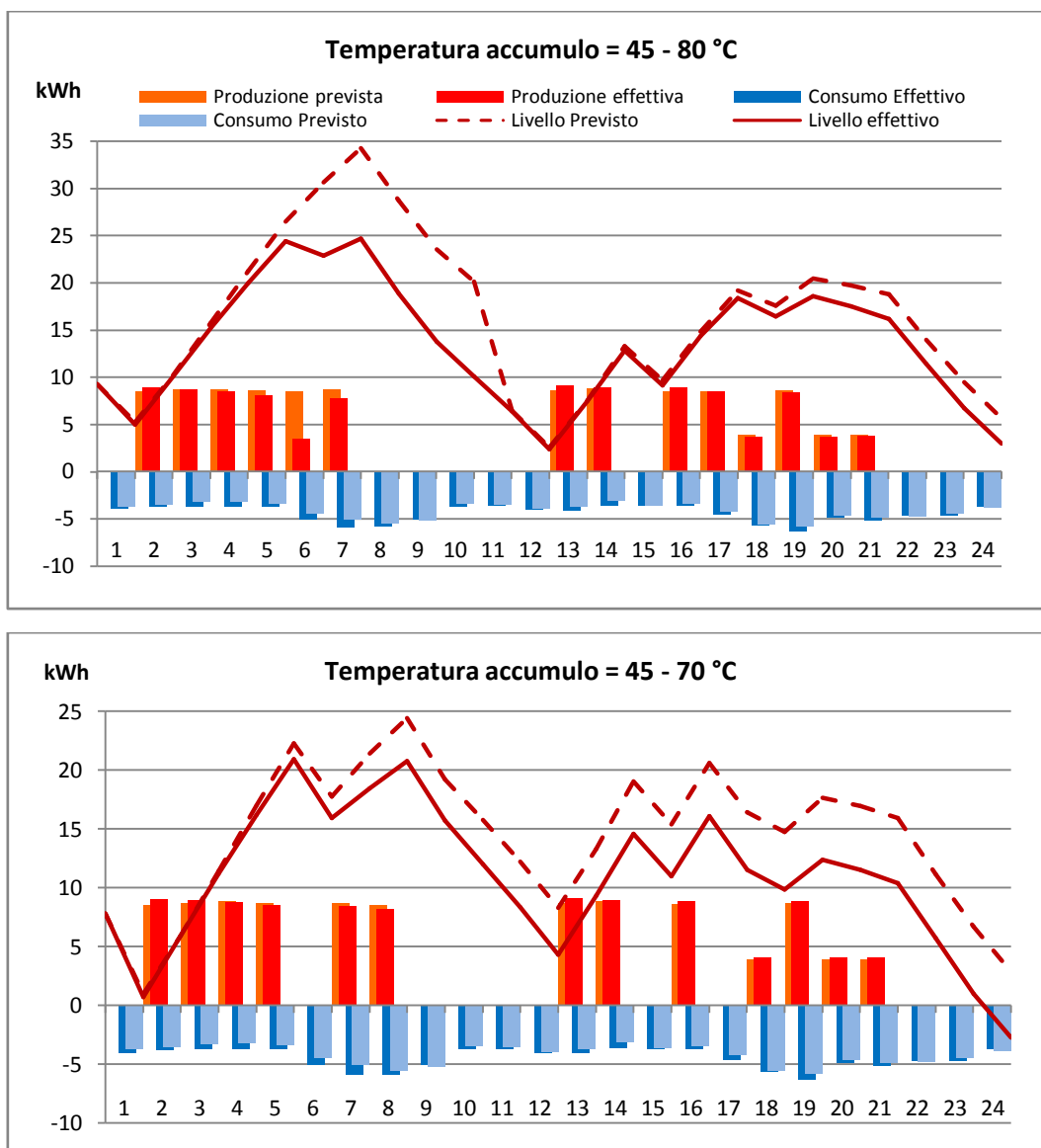


Figura 5.6: Confronto tra l'utilizzo di differenti range di temperatura per un accumulo da 900 litri. In alto si nota come può capitare che l'accumulo, che opera tra 45 e 80 °C, raggiunga temperature superiori a quella massima di mandata della PdC: nello slot 6 la pompa di calore non può essere attivata come definito dal programma. Nel grafico inferiore, invece, anche quando l'accumulo risulta pieno la temperatura media non supera i 70 °C quindi risulta meno frequente il verificarsi di condizioni non compatibili con il funzionamento della PdC. Tuttavia la minor capacità dell'accumulo rende più evidente l'effetto degli errori nella previsione del carico termico e della produzione (esclusa la mancata produzione della PdC).

operi ad una temperatura di 50-60°C. All'interno dello stesso progetto PIACE è previsto lo studio di tali sistemi di stoccaggio di calore. I materiali adatti sono di varia natura: sali idrati, materiali organici (paraffinici e non) e materiali metallici. Tuttavia la limitata maturità tecnologica dello stoccaggio di energia in sistemi a transizione di fase rende al momento preferibile l'utilizzo di un tradizionale accumulo termico.

Conclusioni

Il presente lavoro ha permesso lo sviluppo di una logica di gestione energetica per un'abitazione da implementare in HECU, la *Home Energy Control Unit*. A tale logica è demandata l'ottimizzazione della distribuzione temporale dei consumi elettrici e della produzione di energia elettrica e termica, da raggiungersi sfruttando la flessibilità fornita dai numerosi componenti del sistema. Pensata per un'applicazione specifica, un impianto in fase di prototipo che costituisce il field test del progetto PIACE, può tuttavia risultare adeguata a qualsiasi abitazione monofamiliare che disponga di almeno una delle tecnologie innovative che compongono l'impianto oggetto dello studio.

L'algoritmo di gestione, al fine di sfruttare al massimo la flessibilità del sistema, opera secondo una **logica previsionale**. Sulla base del consumo e della produzione di energia che non può essere controllata (ma può essere prevista), viene pianificata la generazione di quella quota di calore ed energia elettrica che è invece demandata al controllo dell'algoritmo. La pianificazione si estende quindi ai carichi elettrici intelligenti. Tuttavia, se il compito più evidente dell'ottimizzazione consiste nel coordinare unità di produzione e unità di consumo, la logica di gestione non si riduce all'adempimento di quest'unica funzione. HECU deve essere in grado di apprendere le abitudini degli occupanti, di fornire un feedback sul loro comportamento "energetico" e di definire le caratteristiche dell'edificio ed eventualmente dei componenti dell'impianto. Tutto ciò contribuisce all'ottenimento della massima efficienza dal sistema.

L'analisi del quadro legislativo ha mostrato che l'energia è un tema che interessa ampiamente il settore residenziale. Sono stati adottati standard normativi, insieme ad agevolazioni ed incentivi, al fine di raggiungere gli obiettivi nazionali in materia di efficienza energetica e sfruttamento delle risorse rinnovabili. L'esame dello scenario tariffario e infrastrutturale ha inoltre permesso di definire il contesto in cui oggi può inserirsi una piattaforma di microgenerazione ma anche la situazione in cui si troverà ad operare in futuro.

L'anima del lavoro è costituita dallo **sviluppo dell'algoritmo** di ottimizzazione; è stato innanzitutto definito dal punto di vista logico, partendo dai risultati precedentemente ottenuti dal gruppo AR9: è stata sviluppata l'idea iniziale di una logica previsionale e di una separazione concettuale tra i carichi elettrici e i carichi termici, proponendo una soluzione adatta alla configurazione impiantistica definita, alle esigenze dei componenti e alle capacità di calcolo dell'unità HECU.

Parallelamente al lavoro svolto da CEFRIEL, incaricata dell'implementazione dell'algoritmo, è stato sviluppato un **modello di calcolo** che ne simulasse il funzionamento. Tale modello ha consentito di verificare l'efficacia della logica di ottimizzazione in termini di benefici conseguibili, sia energetici che economici.

Simulando il comportamento annuale del sistema sono stati valutati i vantaggi ottenuti rispetto alla produzione separata di calore ed energia elettrica. Tali vantaggi sono evidenti dal punto di vista energetico: il risparmio di energia primaria supera infatti il 40%; l'**analisi economica** invece evidenzia come il costo della bolletta sia sensibilmente ridotto grazie agli apporti da fonti rinnovabili e alla maggior efficienza di produzione. Considerando gli incentivi e le detrazioni di cui attualmente si può beneficiare in caso di installazione in un edificio già esistente, il tempo di ritorno dell'investimento si attesta intorno a 14 anni. Per un edificio di nuova costruzione non è possibile trarre vantaggio dalle agevolazioni fiscali; gli standard normativi non sono sufficienti a rendere la piattaforma studiata competitiva rispetto alla soluzione di minima complessità che permette di soddisfare gli obblighi.

Con l'ausilio del modello di simulazione sono state analizzate ulteriori configurazioni impiantistiche adatte ad un contesto monofamiliare. Sebbene nessuna di esse si riveli più vantaggiosa di quella di riferimento è stato possibile valutare l'influenza che ogni componente ha sul sistema. Risalta dunque come il microgeneratore sia fondamentale al fine di garantire la flessibilità della piattaforma: il suo utilizzo consente di ridurre i consumi di energia primaria del 10% e la spesa economica annuale del 40%.

Le simulazioni hanno inoltre permesso di stimare la quota di energia prodotta da **fonte rinnovabile**, necessaria alla verifica dell'adempimento degli obblighi di legge. Se l'impianto di riferimento soddisfa tali obblighi, non si può dire lo stesso di alcune delle altre soluzioni analizzate. La presenza della pompa di calore si rivela un elemento fondamentale in questo senso: senza di essa non risulta possibile soddisfare una quota superiore al 25% del fabbisogno di energia primaria per i carichi termici tramite fonti rinnovabili. L'analisi del funzionamento in presenza di un sistema di accumulo di energia elettrica conferma che i vantaggi ottenuti non possono compensare l'elevato costo del componente in un'abitazione connessa alla rete. L'accumulo potrebbe tuttavia essere gestito proficuamente da HECU in un impianto *stand alone*.

La valutazione degli effetti legati agli **errori previsionali** e alle approssimazioni introdotte, pur essendo stata eseguita sulla base di dati simulati, ha permesso di trarre interessanti conclusioni su come potrebbe comportarsi il sistema durante il funzionamento effettivo. Le approssimazioni e gli errori previsionali sono causa di una riduzione dell'efficienza energetica dell'abitazione. Il consumo di energia primaria è incrementato del 4% poiché aumenta il calore generato dalla caldaia a scapito di quello prodotto dal cogeneratore e dalla pompa di calore. Si può quindi agire sulla configurazione impiantistica e sulle strategie di previsione per ridurre gli effetti non voluti. Ridurre la temperatura massima raggiungibile dall'accumulo può non essere conveniente: è incrementata in tal caso la necessità di ripetere l'ottimizzazione del sistema (aumento del 20% delle ottimizzazioni rilanciate in un anno); l'utilizzo di un accumulo termico di dimensioni maggiori si prospetta come la soluzione più semplice per ovviare a tale problema. Un miglioramento dei metodi di previsione dei carichi termici ed elettrici è possibile, tuttavia la loro accuratezza rimane limitata dalla forte variabilità dei consumi che caratterizza l'utenza monofamiliare.

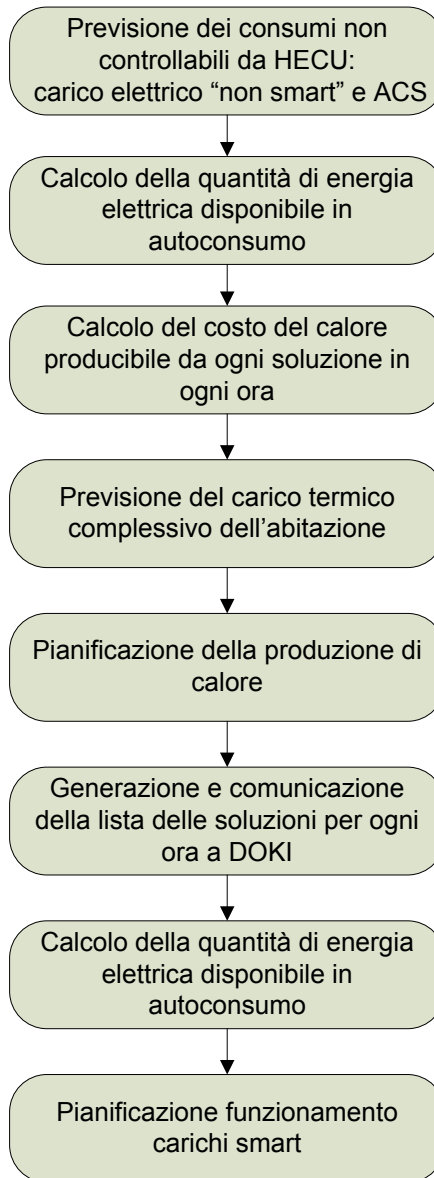
Sono stati individuati i principali ostacoli alla diffusione di una piattaforma di microgenerazione destinata ad una singola unità abitativa. Sono innanzitutto di natura economica e riguardano l'entità dell'investimento iniziale e i tempi di ritorno. Le agevolazioni attuali destinate agli interventi di efficienza energetica e allo sfruttamento delle fonti rinnovabili la rendono una soluzione economicamente possibile in un edificio già esistente ma non costituiscono un incentivo sufficiente alla diffusione di questa tecnologia in edifici di nuova costruzione. Le economie di scala inoltre penalizzano un impianto asservito ad una singola unità abitativa: la piccola taglia delle macchine installate è causa di maggiori costi specifici.

Si evidenzia infine che il risparmio conseguibile, sia economico che energetico, cresce all'aumentare dei consumi dell'abitazione. La soluzione proposta dal progetto PIACE è quindi più conveniente per un edificio il cui fabbisogno di calore ed energia elettrica sia elevato. Nel settore residenziale la riduzione dei consumi di energia primaria può essere conseguita anche per mezzo del miglioramento dell'involucro edilizio e l'utilizzo di elettrodomestici di classe energetica elevata. L'incentivazione di tali interventi penalizza dunque la diffusione della piattaforma di microgenerazione. Si può perciò allargare il suo utilizzo a situazioni in cui i consumi siano maggiori rispetto a quelli di una singola abitazione. I condomini, gli alberghi, gli ospedali sono esempi di possibili applicazioni. Il maggior fabbisogno energetico, la maggiore dimensione delle macchine e la possibilità di utilizzare tecnologie non disponibili per le taglie d'impianto caratteristiche di un'abitazione monofamiliare permetterebbero di incrementare i benefici conseguibili.

L'analisi delle simulazioni conferma che il consumo e la produzione di energia elettrica in sito risultano fortemente influenzati dal prezzo che si forma sul mercato del giorno prima e dal costo di acquisto dalla rete. La flessibilità dell'impianto permette infatti di modificare il comportamento del sistema in funzione delle condizioni al contorno. Nello scenario tariffario attuale, nonostante la differenza di prezzo tra fasce orarie sia minima, l'80% dei prelievi avviene infatti nella fascia *off-peak*. La scarsa corrispondenza tra fasce orarie e reale andamento della domanda di energia elettrica porta attualmente a distorsioni evitabili con l'applicazione di un costo più dinamico (che rifletta il reale andamento della domanda). Una tale soluzione garantirebbe un vantaggio all'intero sistema elettrico qualora la diffusione di tecnologie intelligenti fosse significativa. La generazione distribuita e la *demand response*, partecipando al bilanciamento, favorirebbero la riduzione della domanda di picco e l'aumento della domanda minima, di cui beneficerebbero sia le grandi centrali che il sistema di trasmissione e distribuzione. Una redistribuzione dei vantaggi economici così ottenuti agli utenti residenziali potrebbe costituire una forma d'incentivo consentendo una più rapida diffusione di sistemi ad elevata efficienza gestiti da logiche di *energy management*.

Allegato A Progetto logico dell'algoritmo

Diagramma 1



1. Previsione carichi elettrici “non smart” e ACS

Diagramma 2

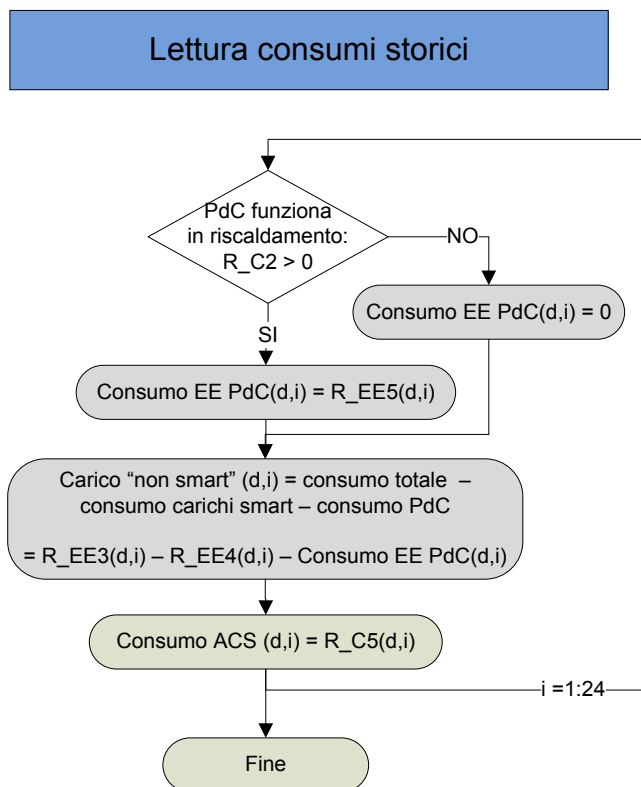


Diagramma 3

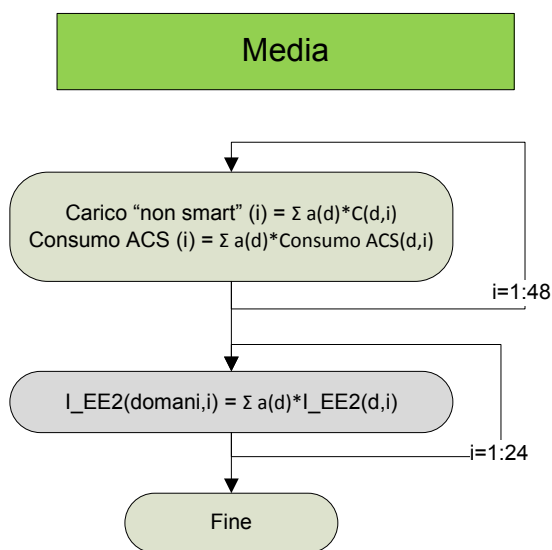
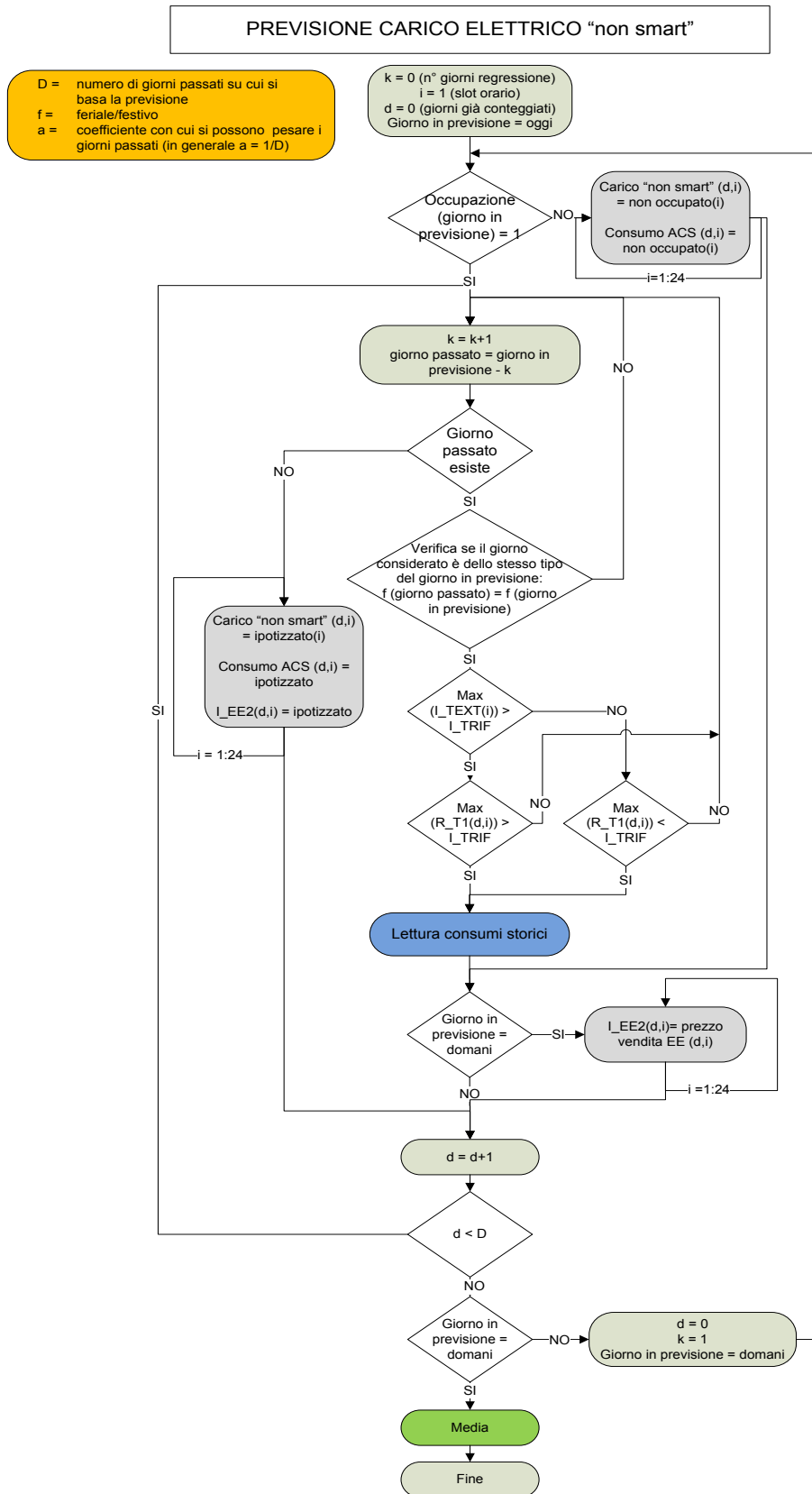
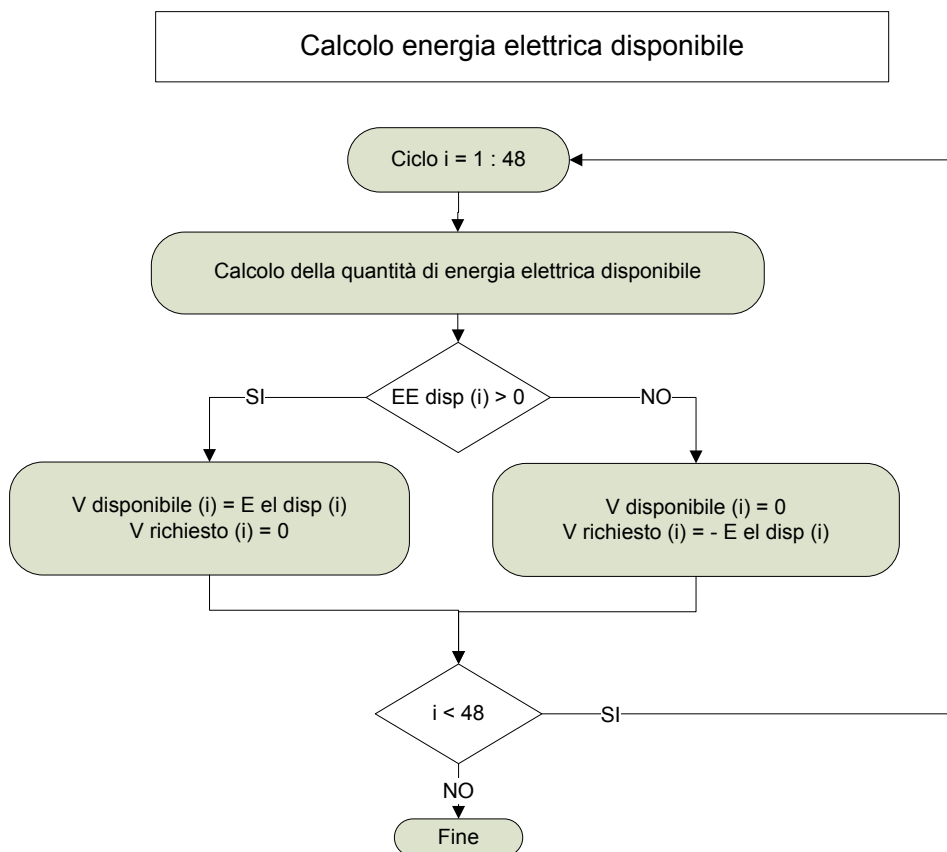


Diagramma 4



2. Calcolo energia elettrica disponibile per il sistema abitazione

Diagramma 5



3. Calcolo costo energia termica

Diagramma 6

Calcolo costo specifico marginale del calore producibile da PdC, da MCI (funzionamento non contemporaneo) e da caldaia

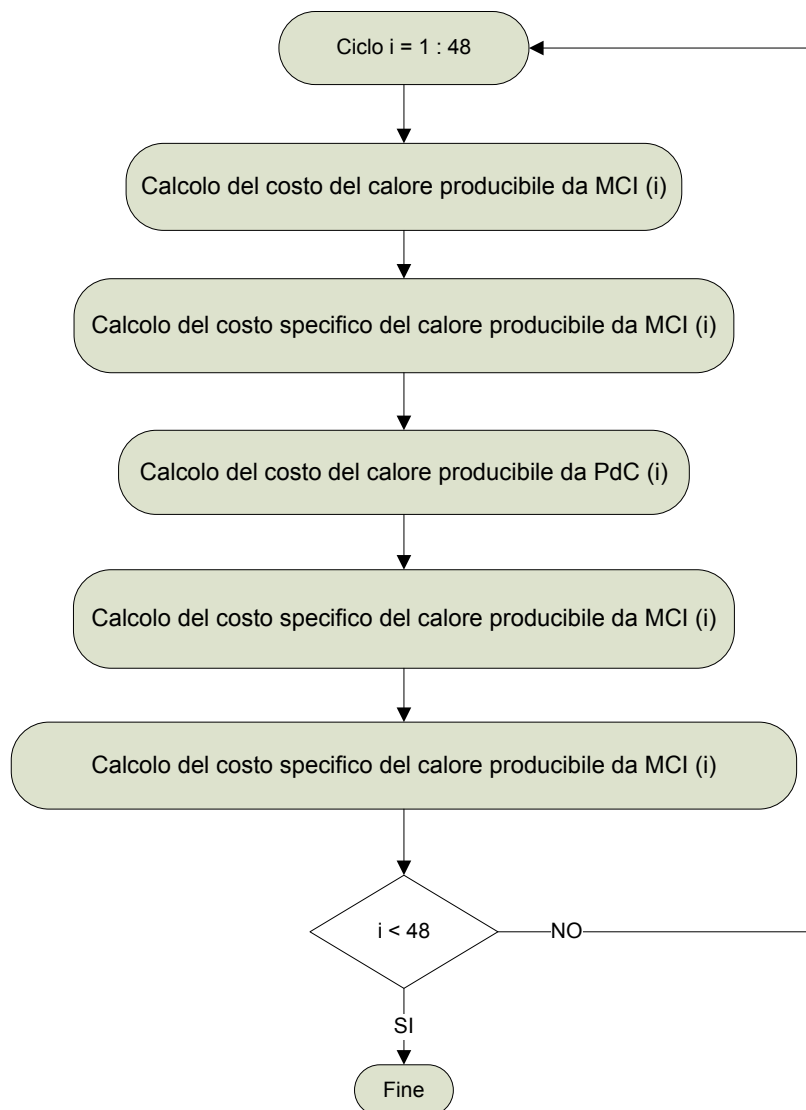
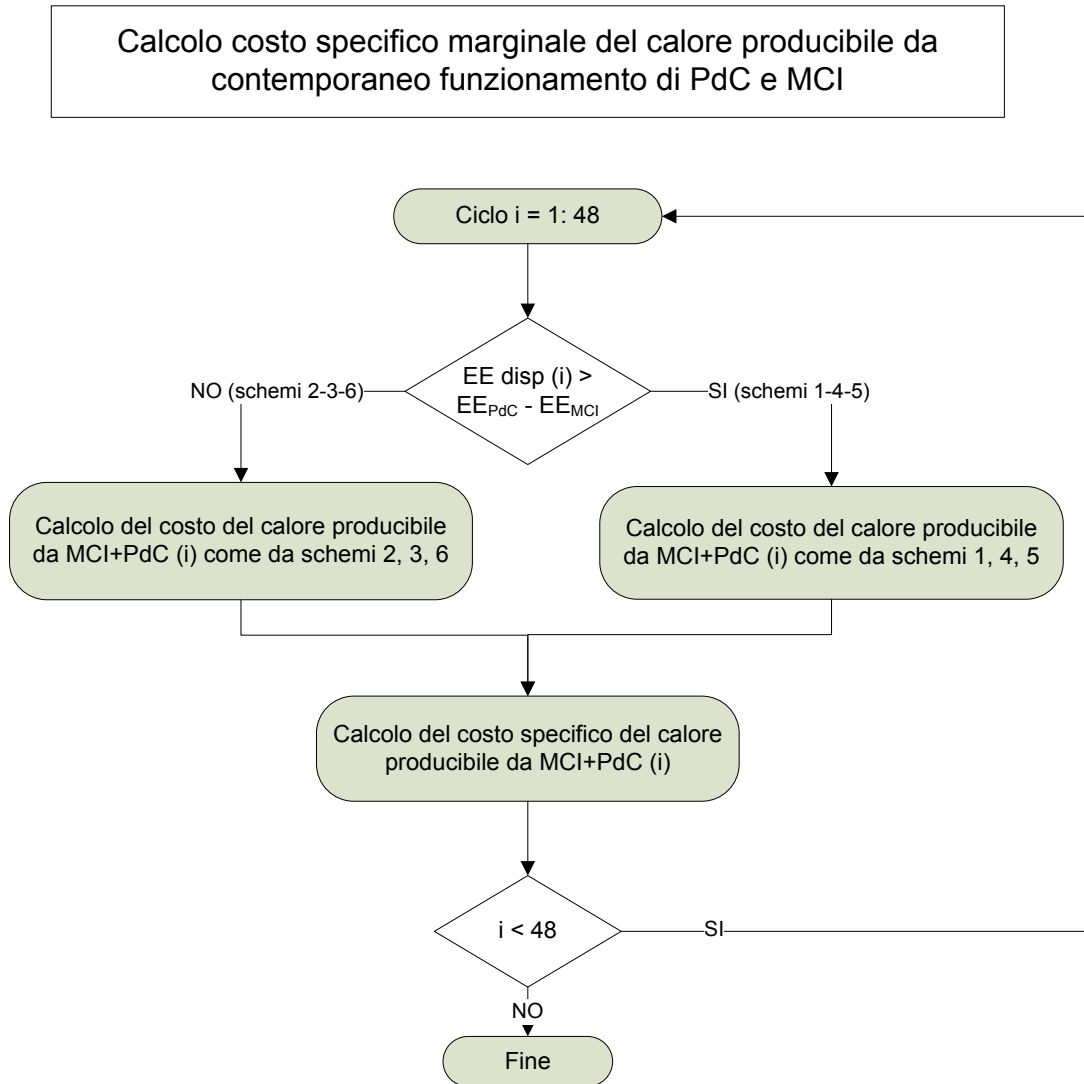
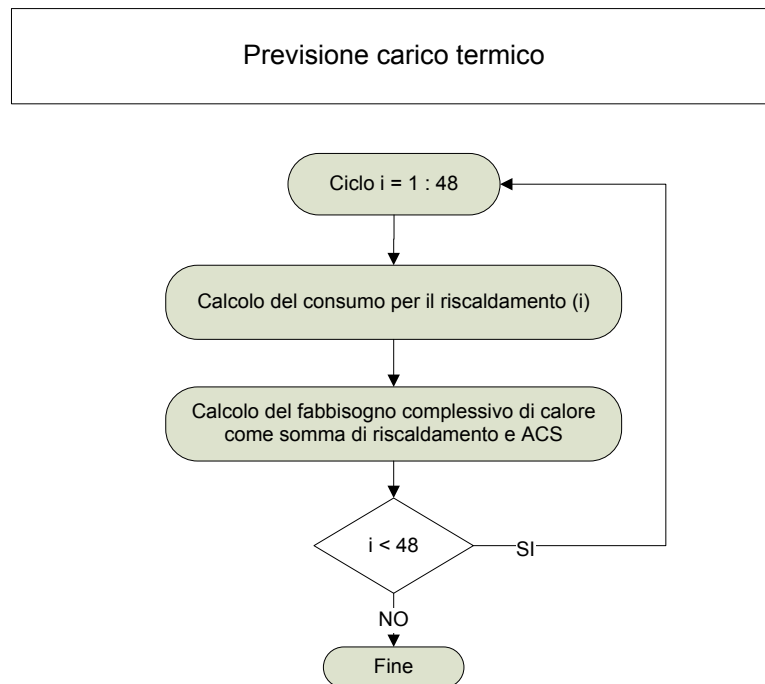


Diagramma 7



4. Previsione carico termico

Diagramma 8



5. Definizione del programma ottimizzato di funzionamento dell'impianto termico

Diagramma 9

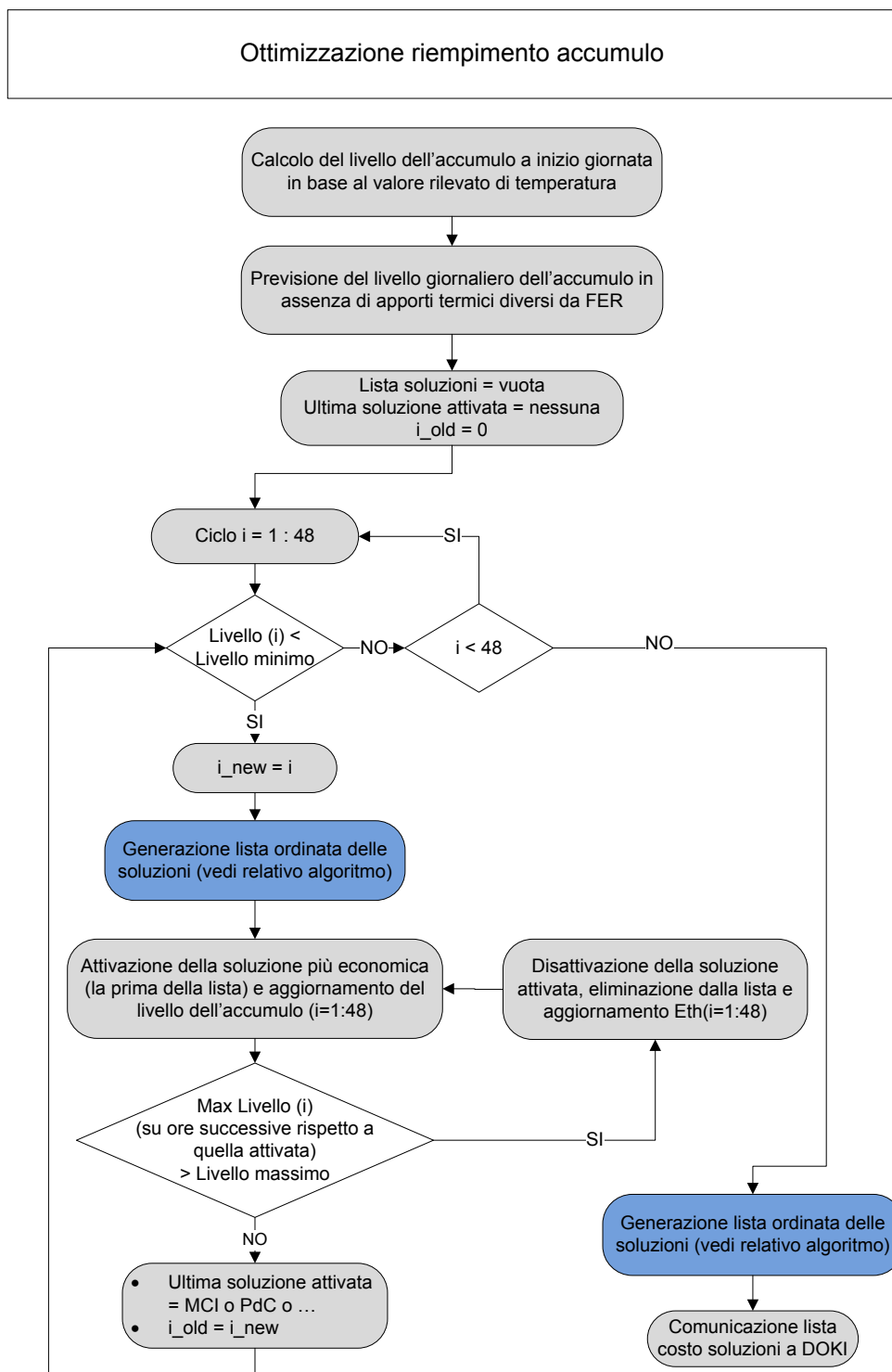


Diagramma 10

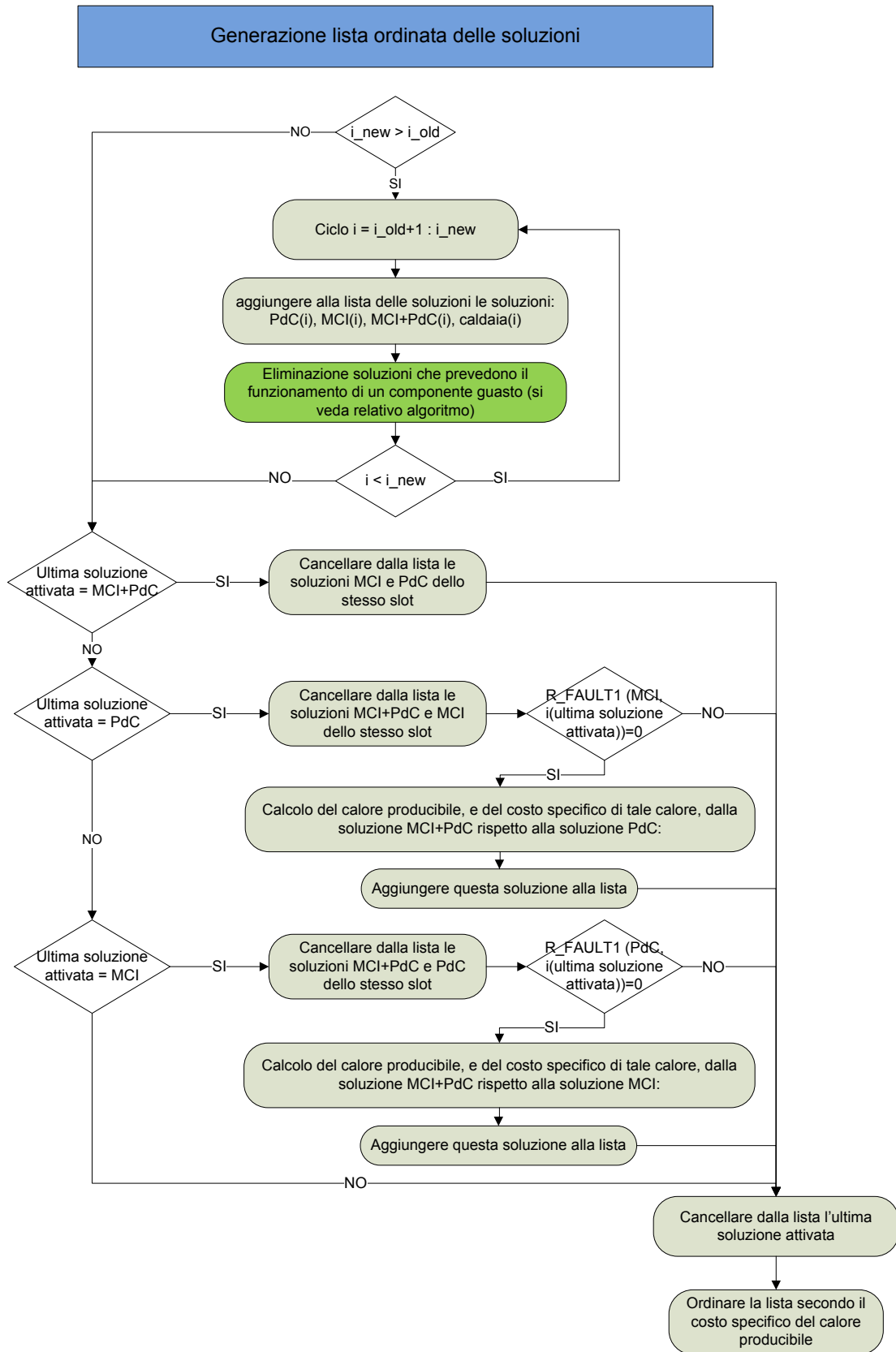
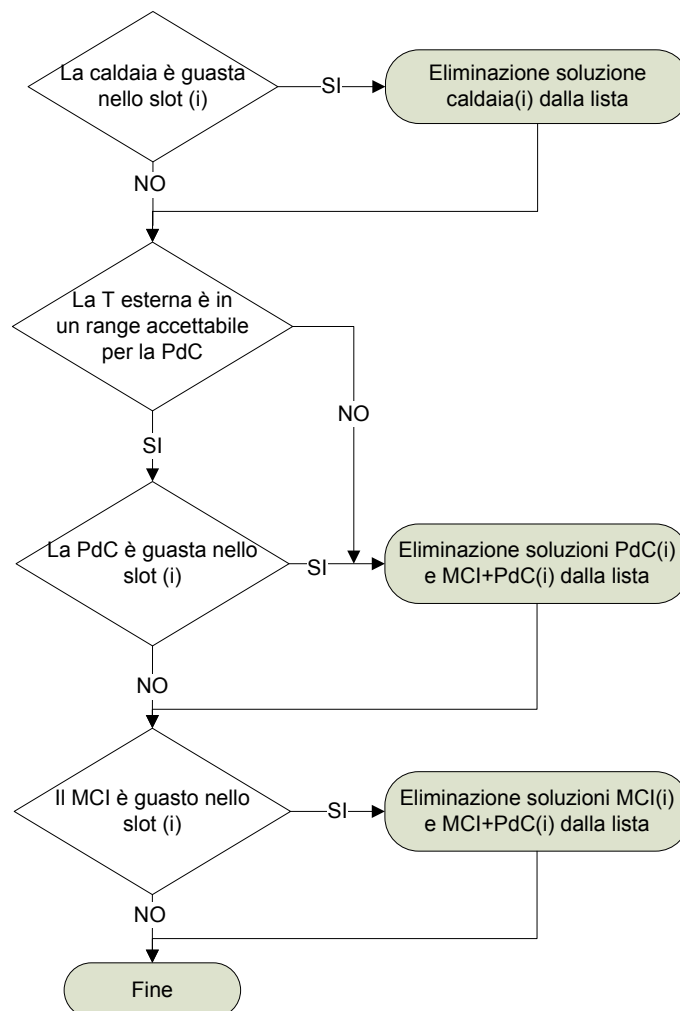


Diagramma 11

Eliminazione soluzioni che prevedono il funzionamento di un componente non disponibile



6. Possibile modifica dell'ottimizzazione in presenza di ST

Diagramma 12

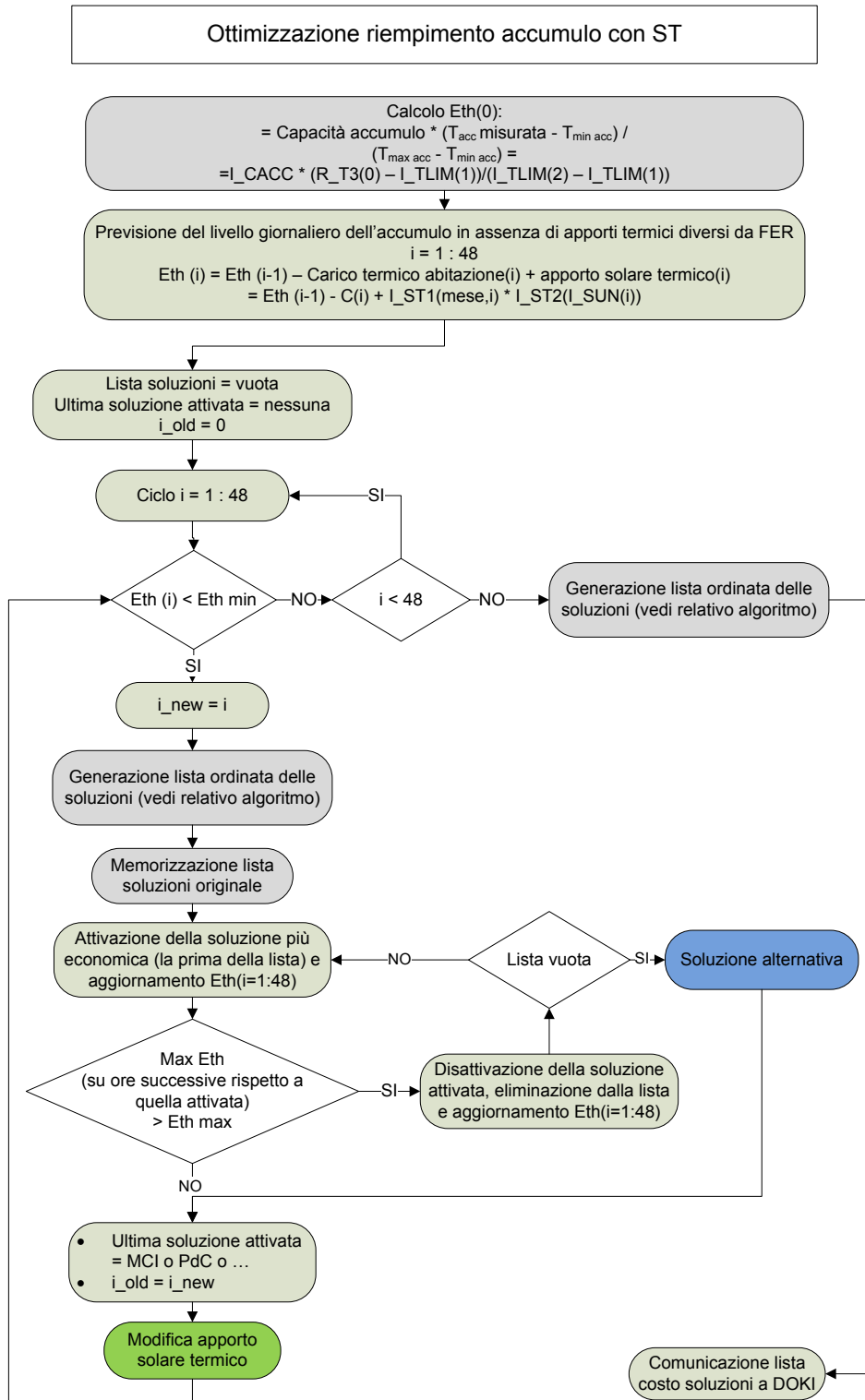


Diagramma 13

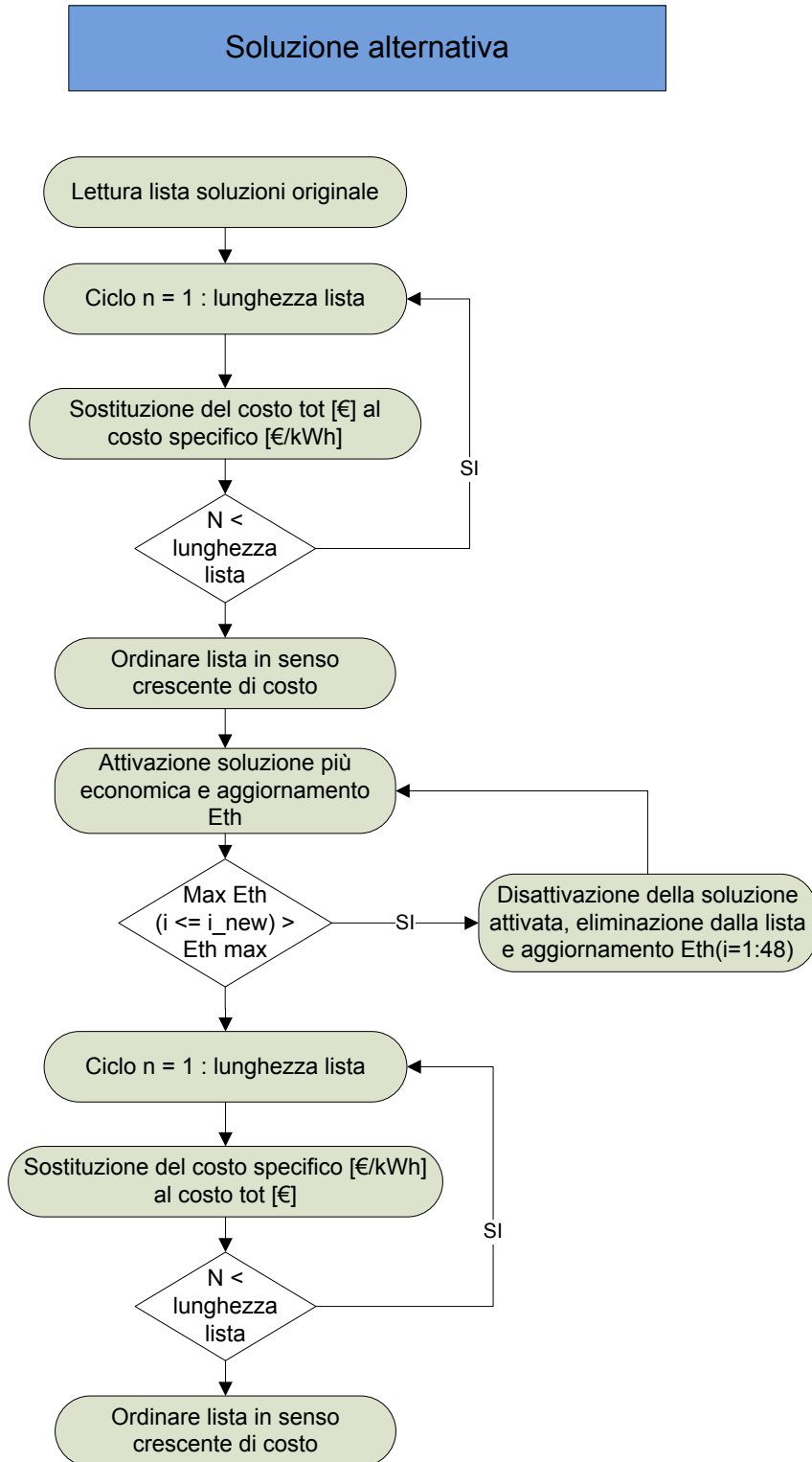
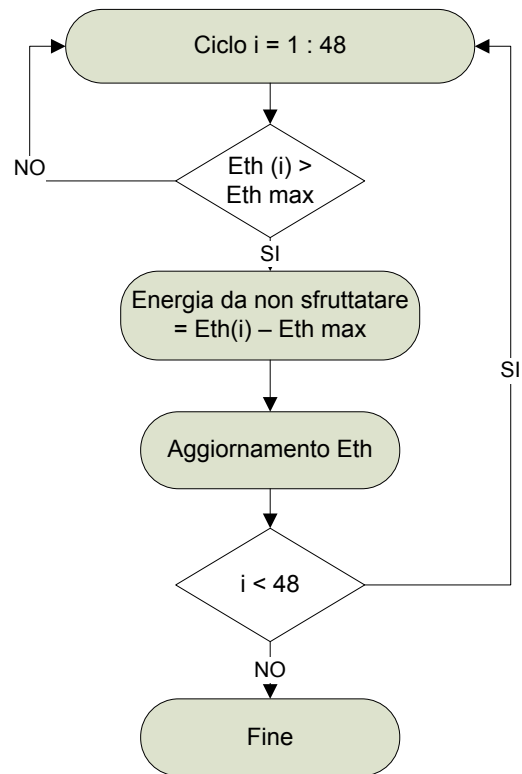


Diagramma 14

Modifica apporto ST



7. Comunicazione lista costo delle soluzioni a DOKI

Diagramma 15

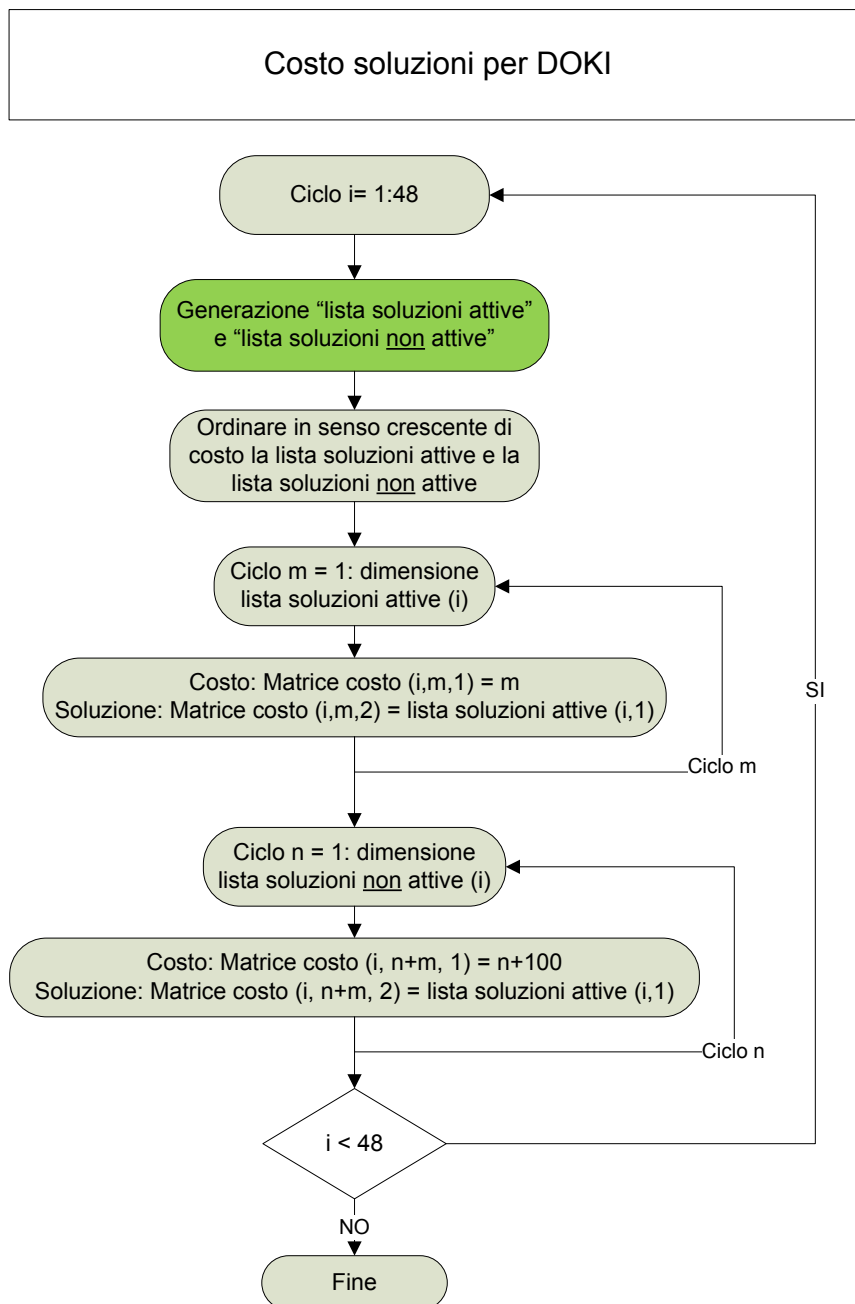
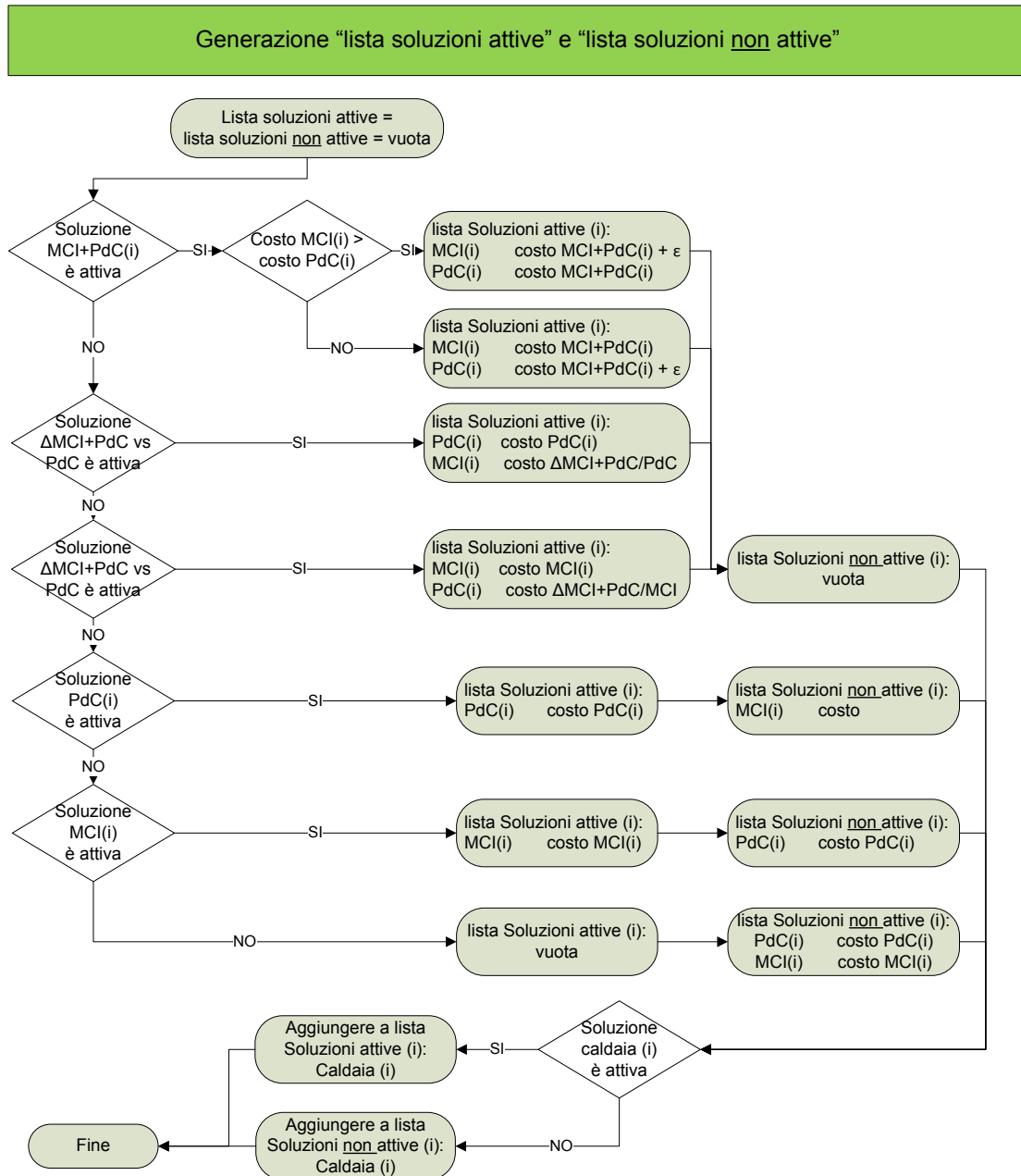
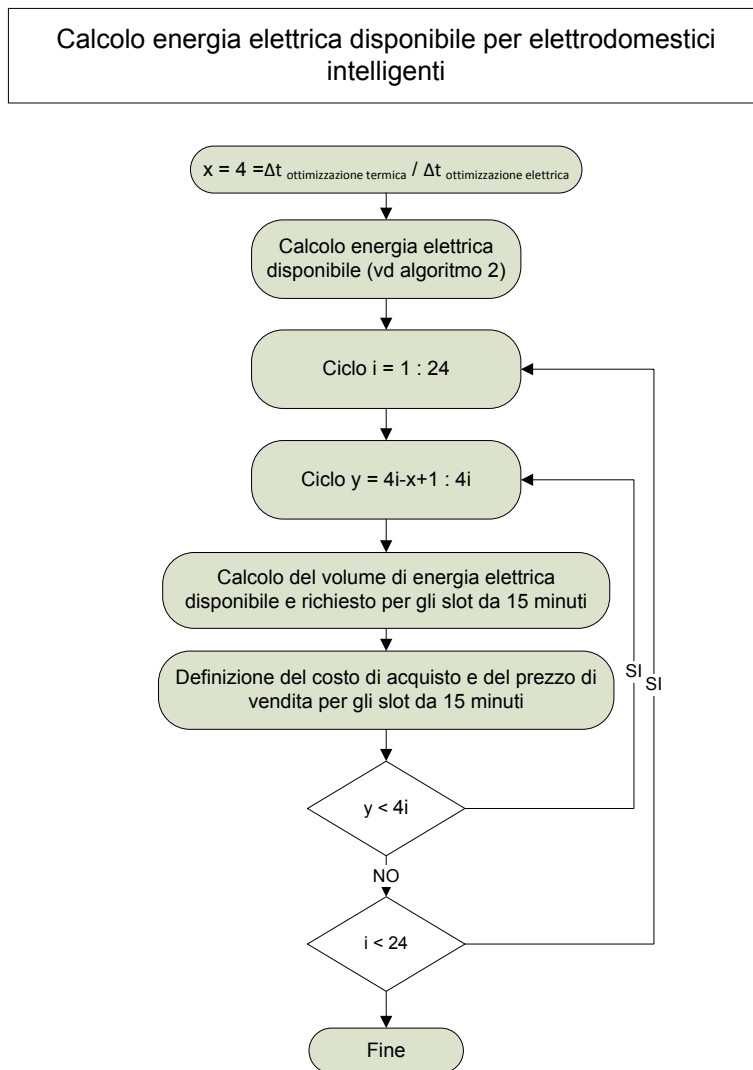


Diagramma 16



8. Calcolo dell'energia disponibile per carichi elettrici intelligenti

Diagramma 17



9. Programmazione ELDO

Diagramma 18

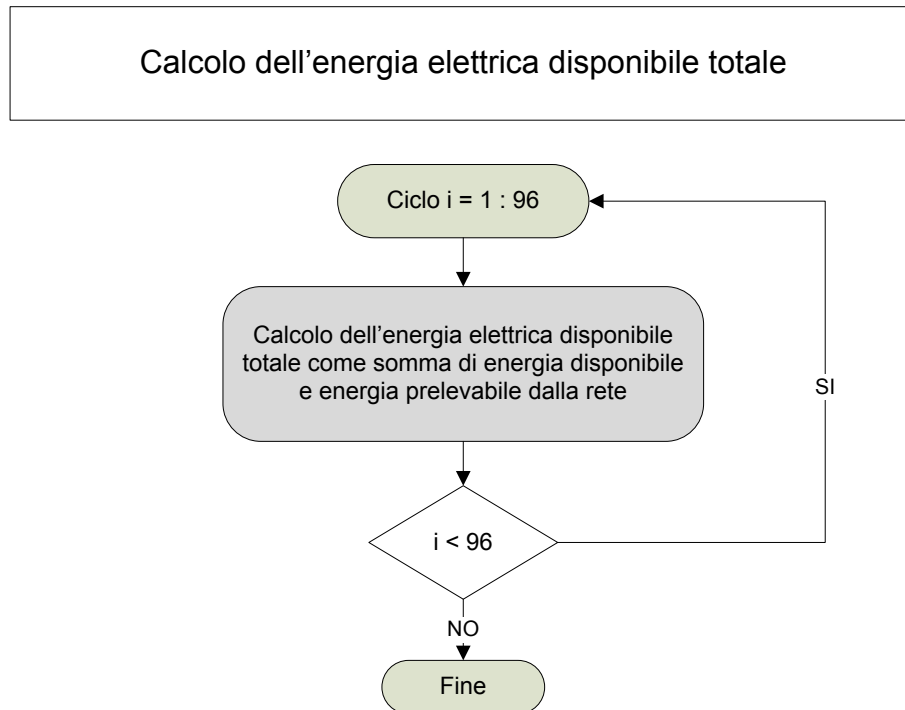


Diagramma 19

Verifica disponibilità di energia elettrica per lo svolgimento del ciclo degli ELDO

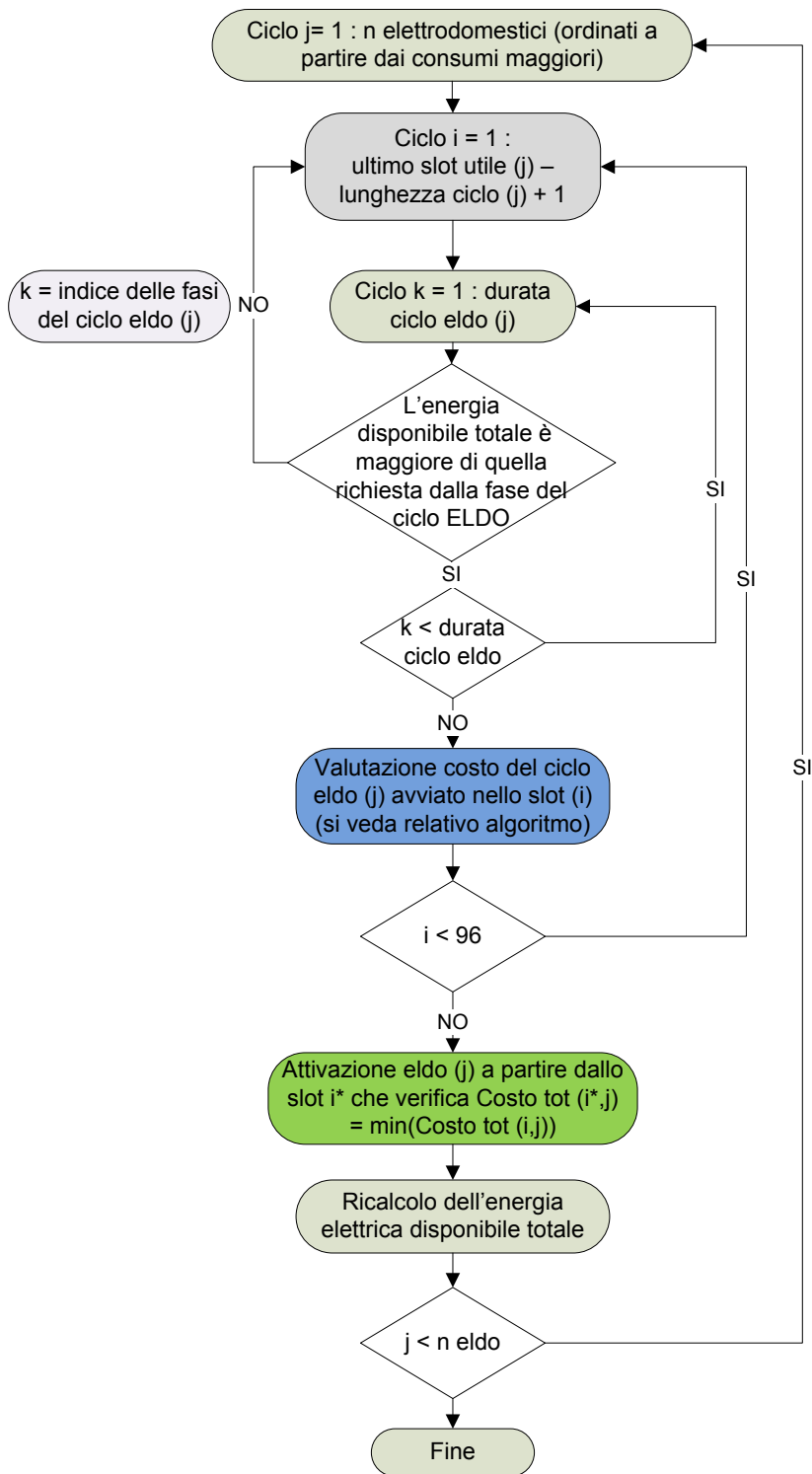


Diagramma 20

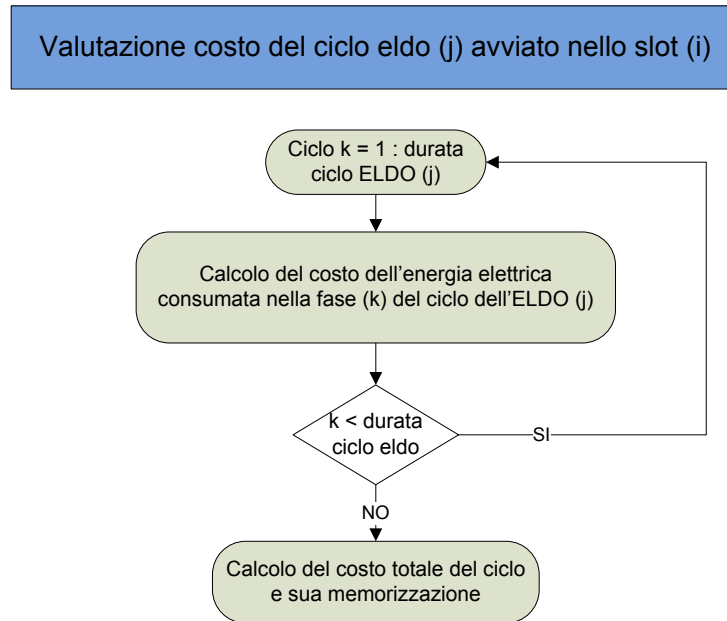
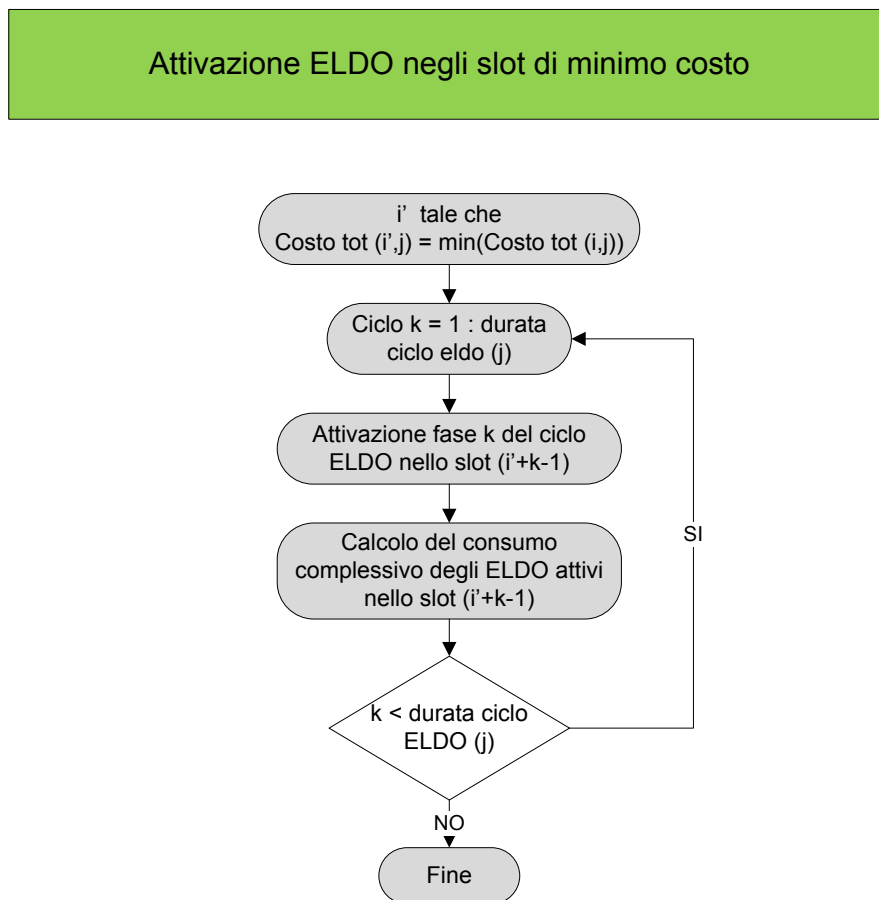


Diagramma 21



10. Gestione EES

Diagramma 22

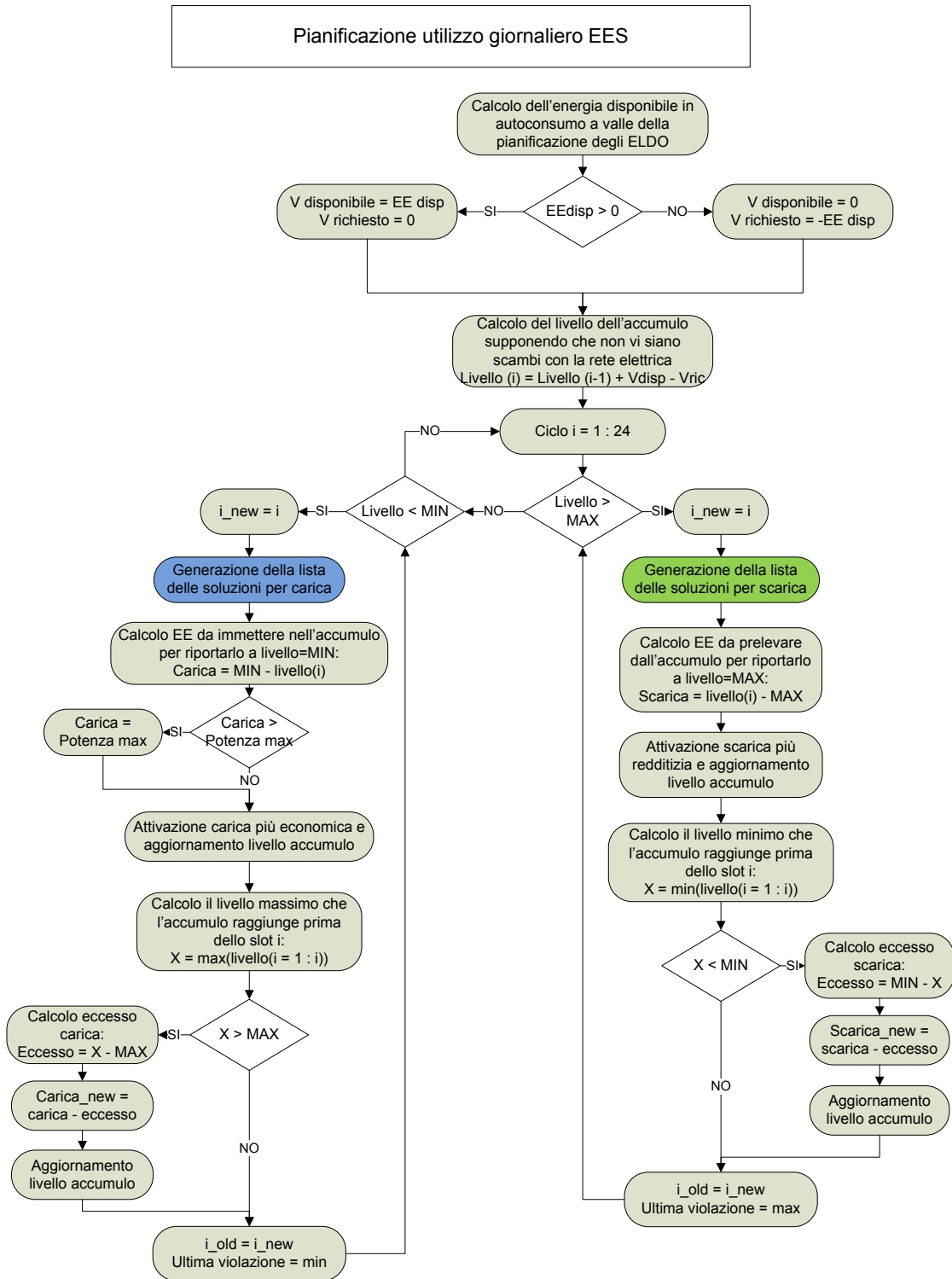


Diagramma 23

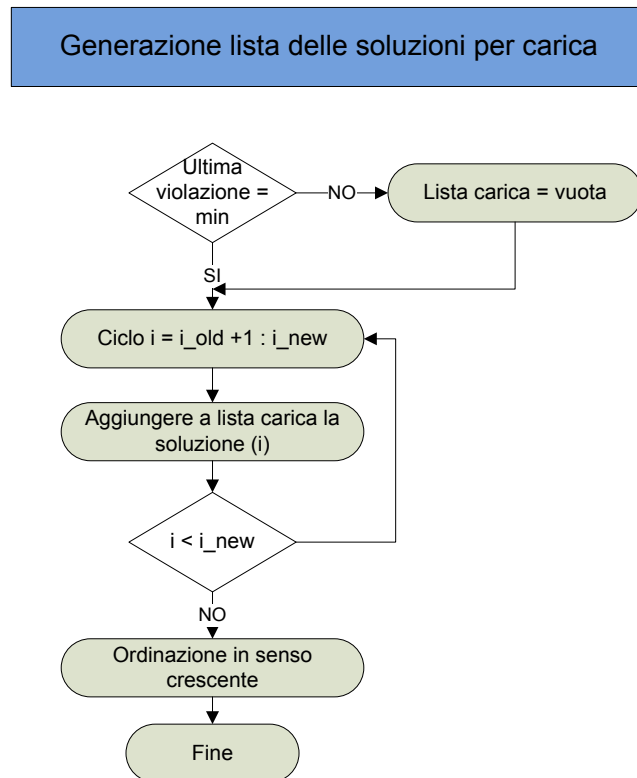


Diagramma 24

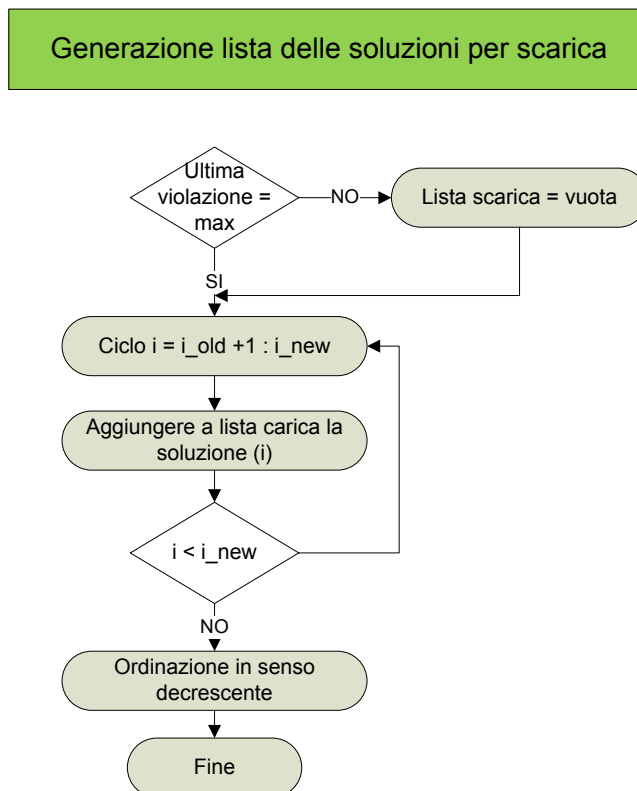
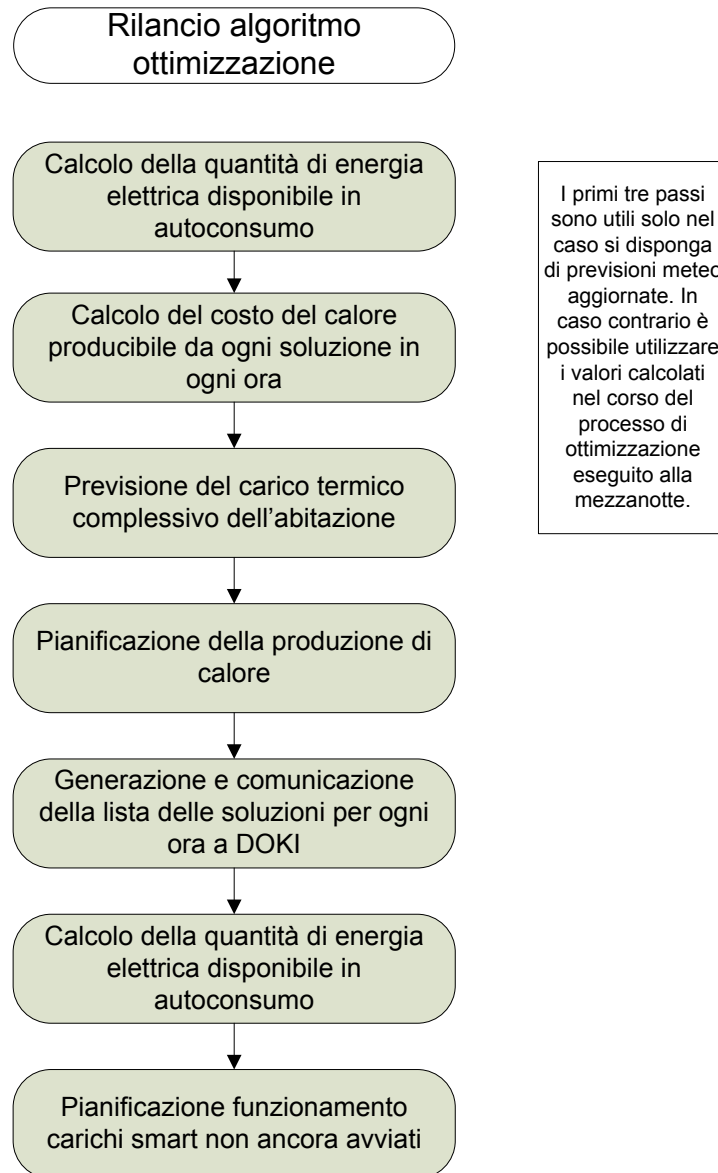


Diagramma 26



Allegato B Utilizzo del modello di simulazione

Impostazione dello scenario tariffario

Costo dell'energia elettrica

Il modello opera con un costo dell'energia costante calcolato come media del costo specifico durante l'anno. Per calcolare tale costo è necessario innanzitutto ipotizzare il volume prelevato annualmente dalla rete al netto delle immissioni. È possibile modificare la suddivisione degli scaglioni di consumo e le tariffe relative ad ogni scaglione seguendo l'apposito link. Il modello gestisce due fasce orarie: volendo utilizzare una tariffa monoraria è sufficiente impostare un uguale costo nelle due fasce. È inoltre possibile modificare l'estensione fasce orarie o definire un prezzo per ogni ora della settimana agendo sulla tabella oraria settimanale.

Costo del gas naturale

È possibile inserire direttamente il costo del gas differenziato per destinazione d'uso espresso in €/kWh_{th}. In alternativa è possibile inserire il costo, al netto delle imposte, in €/m³ e calcolare automaticamente il costo del gas destinato alla caldaia e quello del gas destinato al cogeneratore. Per modificare i parametri del calcolo seguire il link corrispondente. Si può agire su:

- aliquote iva
- accisa di consumo
- imposta addizionale regionale
- composizione del combustibile
- potere calorifico inferiore
- frazione del gas agevolato

Configurazione dell'impianto

È possibile definire la configurazione dell'impianto indicando per ciascun componente se è presente o no. Si può inoltre stabilire la taglia dell'impianto solare termico (espressa in termini di superficie dei collettori solari) e la taglia dell'impianto fotovoltaico (espressa in termini di potenza di picco). Tali valori non vengono considerati in caso di disattivazione del componente. Applicare la configurazione dopo aver effettuato tutte le scelte.

Per ogni componente è possibile modificare le caratteristiche utilizzate dal modello.

- Cogeneratore: potenza termica, elettrica e potenza del combustibile in ingresso in funzione della temperatura esterna. Se l'accumulo termico è disattivato si definiscono le caratteristiche anche in funzione del grado di parzializzazione.
- Pompa di calore: Potenza termica e COP in funzione della temperatura esterna. Se l'accumulo termico è disattivato si definiscono le caratteristiche anche in funzione del grado di parzializzazione.
- Caldaia: Potenza termica e rendimento medio.

- Solare termico: profilo di producibilità oraria in una giornata limpida, tipico per ogni mese, e riduzione della producibilità in funzione della copertura nuvolosa.
- Impianto fotovoltaico: profilo di producibilità oraria in una giornata limpida, tipico per ogni mese, e riduzione della producibilità in funzione della copertura nuvolosa.
- Accumulo termico: capacità espressa in kWh, range operativo di temperatura.
- Elettrodomestici intelligenti: Profilo di consumo su base 15 minuti per un massimo di 10 elettrodomestici diversi.

Inserimento dati

In assenza di dati sperimentali si possono simulare i consumi dei carichi elettrici non smart, i consumi di ACS e le scelte dell'utente riguardo al set point di temperatura interna. Seguendo i corrispondenti link è possibile modificare i profili tipici mensili di queste grandezze, differenziati per tipologia di giorno, sulla base dei quali vengono generati i profili orari annuali tramite l'aggiunta di componenti aleatorie.

In caso di disponibilità di dati sperimentali è possibile inserirli direttamente nel foglio "Re" (registro). Lo stesso si può fare con le condizioni meteorologiche, previste ed effettive. Sono necessari i valori della temperatura, dell'umidità esterna e del grado di copertura nuvolosa espresso in percentuale (1 → giornata limpida, 0 → cielo completamente coperto).

Si possono infine riportare le informazioni fornite dall'utente all'algoritmo:

- I giorni in cui prevede che l'abitazione non sarà occupata (di default è occupata tutto l'anno)
- Per ogni ELDO lo slot entro cui deve terminare il ciclo di funzionamento (1-96); il valore 0 (zero) corrisponde ad un elettrodomestico disattivato.

Se sono disponibili i dati provenienti dal funzionamento reale dell'impianto, si inserisce anche la produzione elettrica e quella termica effettive per ogni componente. In tal caso è necessario effettuare il calcolo del livello effettivo dell'accumulo sulla base dei valori di produzione misurati. Di default questo livello è invece posto uguale a quello previsto al fine di poter simulare il comportamento dell'impianto senza disporre di dati rilevati sul campo.

Simulazioni

Possono essere effettuati due tipi di simulazioni: si può eseguire un calcolo giornaliero che restituisce come risultato la programmazione della produzione termica ed elettrica e la collocazione dei carichi intelligenti attivati. I risultati sono visualizzabili nel foglio "Pr" (previsione). Il programma di produzione termica è rappresentato anche per via grafica insieme al livello previsto dell'accumulo. Il modello in questo caso importa nel foglio "Pr" i dati di input necessari dal foglio "Re" (registro) in base al giorno selezionato per l'ottimizzazione. Volendo inserire manualmente i valori di carico elettrico non smart, consumo di ACS e condizioni meteo è possibile farlo

direttamente nel foglio “Pr” e avviare la simulazione tramite il comando “Ottimizzazione giornaliera” in alto a sinistra.

Per eseguire una simulazione del funzionamento su più giorni è necessario innanzitutto definire il calendario. Scegliendo il giorno in cui cade la prima domenica dell'anno il calendario viene automaticamente generato distinguendo, in particolare, giorni festivi da giorni lavorativi. Si imposta quindi la data di inizio e la data di fine della simulazione e si decide se pulire il foglio “Re”. Disattivando la pulizia del foglio è possibile proseguire con una simulazione precedentemente interrotta.

Consuntivi

Al termine della simulazione annuale generare il consuntivo del funzionamento dell'impianto visualizzabile nel foglio “Consuntivo”. Verificare innanzitutto la correttezza delle ipotesi fatte in merito allo scaglione di consumo dell'energia elettrica e del gas naturale.

La generazione del consuntivo prevede il calcolo dei valori totali mensili e annuali delle differenti produzioni e consumi. Viene eseguito per ogni mese il bilancio elettrico dell'abitazione evidenziando i prelievi le immissioni e l'autoconsumo. Sono riportati quindi i dati relativi al bilancio economico. La spesa annuale complessiva viene ottenuta come somma del costo del gas naturale e dell'energia elettrica acquistata cui viene sottratto il guadagno derivante dalla vendita alla rete ed eventualmente la quota derivante dal corrispettivo unitario dello scambio sul posto.

È quindi eseguito un bilancio energetico volto alla determinazione della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili. Viene automaticamente fatto un confronto con gli standard legislativi in materia. Il modello utilizza di default le quote minime richieste per un edificio il cui titolo edilizio è stato richiesto dopo il 01/01/2014.

È infine calcolato il valore del contributo di scambio sulla base dei corrispettivi unitari forfetari relativi al 2013. È comunque possibile modificare i parametri del calcolo. Sono anche riassunte ulteriori grandezze: il volume dei prelievi dalla rete necessario alla definizione dello scaglione di consumo, l'autoconsumo istantaneo e differito di energia elettrica, il consumo di gas naturale espresso in Sm^3 anch'esso necessario alla definizione dello scaglione di consumo. Viene inoltre eseguito il calcolo del calore eventualmente incentivabile prodotto dalla pompa di calore nel caso in cui si soddisfino le condizioni che permettono di usufruire del Conto Termico. È infine calcolato il risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata di calore ed energia elettrica. Se sono disponibili i valori misurati del fabbisogno di calore del riscaldamento viene calcolato il valore del coefficiente globale di scambio termico dell'abitazione come media dei valori registrati nei mesi invernali.

I risultati previsti sono riportati anche in forma grafica e descrivono, oltre che i bilanci annuali e mensili, i valori orari delle grandezze mediati sui mesi estivi e sui mesi invernali.

Per un'analisi più dettagliata del funzionamento dell'impianto è possibile generare diversi grafici nel foglio “Gr1” (grafici) che rappresentano:

- bilancio termico giornaliero dell'abitazione su base oraria;
- bilancio termico settimanale su base oraria;
- bilancio elettrica giornaliero su base oraria;
- scambi di energia con la rete e relativi prezzi di vendita e acquisto su base oraria.

Funzionamento del modello di simulazione

Per ogni giorno della simulazione il modello importa nel foglio "Pr" (previsione) i dati relativi alle 48 ore della previsione dal foglio "Re" (registro). Sono importati i seguenti parametri:

- | | |
|-----------------------------|--------------------------------|
| • Tipologia di giorno | • Produzione da solare termico |
| • Impostazioni dell'utente | • Fabbisogno riscaldamento |
| • Condizioni meteorologiche | • Livello iniziale accumulo |
| • Scenario tariffario | • Produzione da PV |

Vengono quindi eseguite le previsioni riguardanti il profilo di consumo dei carichi elettrici "non smart" e di ACS e il profilo previsto di prezzo zonale orario (solo per il secondo giorno della previsione). L'input del calcolo è costituito dai dati dei giorni precedenti relativi a queste tre variabili contenuti nel foglio "Re". Sul foglio Excel sono calcolati automaticamente il fabbisogno complessivo di calore dell'abitazione e il conseguente livello dell'accumulo in presenza del solo apporto da solare termico. Viene calcolato anche il volume di energia elettrica disponibile in autoconsumo istantaneo considerando la produzione fotovoltaica e il fabbisogno dei carichi "non smart". Sulla base dei dati importati e calcolati viene lanciata l'ottimizzazione della produzione termica il cui risultato viene riportato sotto forma di programma di accensione e spegnimento di pompa di calore, cogeneratore e caldaia. Sul foglio Excel è quindi calcolato il volume di energia elettrica disponibile in autoconsumo a valle della pianificazione della produzione termica. Su questa base viene quindi programmato il funzionamento degli ELDO il cui risultato è riportato sotto forma di consumo orario complessivo di tali carichi (relativo solo al primo giorno della previsione).

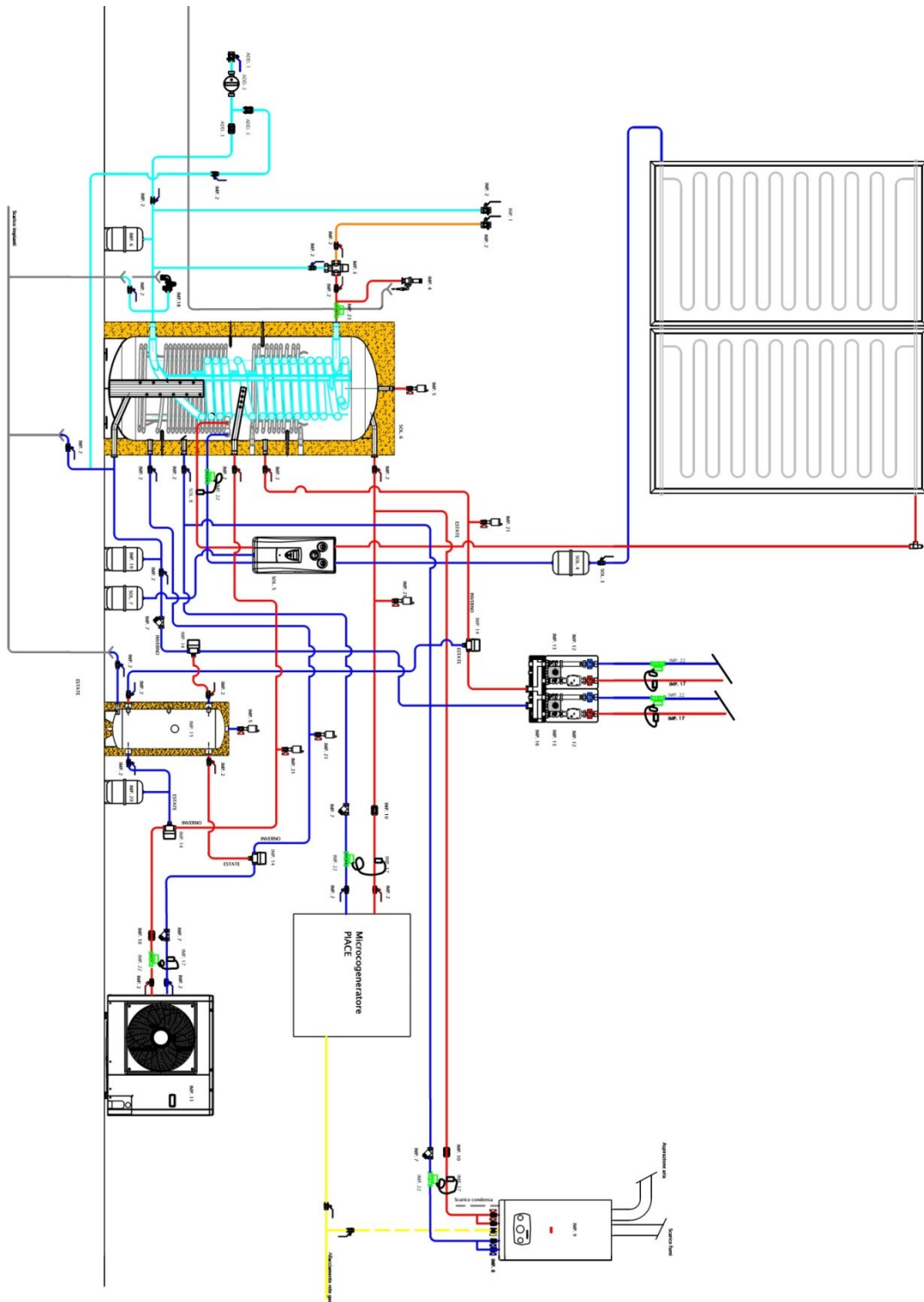
L'output del processo completo di ottimizzazione è costituito dai profili di produzione e consumo sia elettrici che termici. Tali dati vengono riportati nel foglio "Re" e sono quindi confrontabili con i valori misurati eventualmente inseriti. In assenza di dati sperimentali si ipotizza che il livello dell'accumulo sia quello previsto al fine determinarne il valore raggiunto a fine giornata e di eseguire l'ottimizzazione del giorno successivo.

Per ulteriori dettagli sul funzionamento dell' algoritmo di ottimizzazione si rimanda al Capitolo 3.

Scenario tariffario			
Energia elettrica			
<input type="button" value="Modifica"/>	Selezione scaglione di consumo	da 1801 a 2640 kWh/anno	
Gas naturale			
	costo al netto delle imposte	0.58 €/Sm ³	
<input type="button" value="Modifica"/>	costo per caldaia	0.095 €/kWh _{th}	<input type="button" value="Calcola"/>
	costo per cogeneratore	0.077 €/kWh _{th}	
Configurazione impianto			
		Presente	
<input type="button" value="Modifica"/>	Cogeneratore	SI	
<input type="button" value="Modifica"/>	Pompa di calore	SI	
<input type="button" value="Modifica"/>	Caldaia	SI	
<input type="button" value="Modifica"/>	Solare termico	SI	4 m ²
<input type="button" value="Modifica"/>	Fotovoltaico	SI	3 kW
<input type="button" value="Modifica"/>	Accumulo termico	SI	<input type="button" value="Applica"/>
<input type="button" value="Modifica"/>	ELDO		
Dati misurati o simulati			
<input type="button" value="Modifica"/>	Carichi non smart	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	
<input type="button" value="Modifica"/>	Consumo ACS	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	
<input type="button" value="Modifica"/>	Impostazioni set point T	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	<input type="button" value="Generazione dati"/>
	Impostazioni ELDO	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	
	Condizioni meteo	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	
	Occupazione	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	
	Produzione termica	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	
	Produzione elettrica	<input type="button" value="Inserisci manualmente"/>	
Simulazione			
	Calendario		
	Prima domenica dell'anno	5	
	Giornaliera		
	Seleziona giorno	3 Marzo	
	Livello iniziale accumulo	14 kWh	<input type="button" value="Avvio simulazione"/>
	Annuale		
	Pulisci foglio	SI	
	da	1 Gennaio	<input type="button" value="Avvio simulazione"/>
	a	31 Dicembre	<input type="button" value="Consuntivo"/>

Figura 1: Interfaccia per l'impostazione della simulazione nel modello di calcolo.

Allegato C Schema impianto idraulico



Nomenclatura

HECU	<i>Home Energy Control Unit</i>
GD	<i>Generazione Distribuita</i>
DR	<i>Demand Response</i>
SSP	<i>Scambio Sul Posto</i>
FER	<i>Fonti Energetiche Rinnovabili</i>
PES	<i>Primary Energy Saving</i>
AEEG	<i>Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico</i>
GSE	<i>Gestore dei Servizi Energetici</i>
MGP	<i>Mercato del Giorno Prima</i>
MSD	<i>Mercato dei Servizi di Dispacciamento</i>
EE	<i>Energia Elettrica</i>
PV	<i>Fotovoltaico</i>
ST	<i>Solare Termico</i>
PdC	<i>Pompa di Calore</i>
COP	<i>Coefficient Of Performance</i>
MCI	<i>Motore a Combustione Interna (in questo lavoro sinonimo di cogeneratore)</i>
ACS	<i>Acqua Calda Sanitaria</i>
ELDO	<i>ELettroDOmestici intelligenti</i>

Riferimenti Bibliografici

- [1] *Motori a combustione interna*, Giancarlo Ferrari
- [2] *Piano d'azione per l'efficienza energetica 2014*, ENEA – Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
- [3] *Regole applicative per l'incentivazione della produzione di energia termica da impianti a fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni*, GSE – Gestore servizi energetici, dicembre 2013
- [4] *Disciplina dello scambio sul posto, Regole Tecniche*, GSE – Gestore servizi energetici, maggio 2013
- [5] *Linee guida per l'applicazione del Decreto del 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento*, Ministero dello Sviluppo Economico, marzo 2012
- [6] Eurostat ec.europa.eu/eurostat
- [7] *Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili settore elettrico*, GSE – Gestore servizi energetici
- [8] SIMERI - Sistema italiano per il monitoraggio statistico delle energie rinnovabili
- [9] *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario, anni 2010- 2020*, TERNA
- [10] *Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita* Politecnico di Milano, M. Delfanti, V. Olivieri, 2013
- [11] *Smart Grid – The new and improved power grid: a survey*, Xi Fang, Satyajayant Misra, Guoliang Xue, Dejun Yang, 2012
- [12] *Intelligence in Electricity Networks for Embedding Renewables and Distributed Generation*, J.K. Kok, M.J.J. Scheepers and I.G. Kamphuis, 2010
- [13] *Domestic Heat Demand Prediction Using Neural Networks*, V. Bakker, A. Molderink, J. L. Hurink and G. J.M. Smit, 2010
- [14] *Identifying trends in the use of domestic appliances from household electricity consumption measurements*, S. Firth , K. Lomas, A. Wright, R. Wall, 2007
- [15] *A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK* R. Yao, K. Steemers, 2004
- [16] *The nature of domestic electricity-loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations*, A. Wright, S. Firth, 2006
- [17] *A multi-objective genetic approach to domestic load scheduling in an energy management system*, A. Soares, C. Henggeler Antunes, C. Oliveira, A. Gomes, 2013

- [18] *Domestic energy management methodology for optimizing efficiency in Smart Grids* A. Molderink, V. Bakker, M. G.C. Bosman, J. L. Hurink, G. J.M. Smit, 2009
- [19] *PowerMatching City, a living lab smart grid Demonstration*, F. Bliet, A. van den Noort, B. Roossien, R. Kamphuis, J. de Wit, J. van der Velde, Marcel Eijgelaar, 2010
- [20] *The role of natural gas in smart grids*, Frits W. Bliet , A. van den Noort, B. Roossien, R. Kamphuis, J. de Wit, J. van der Velde, M. Eijgelaar, 2011
- [21] *Agent based control of Virtual Power Plants* A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou, 2007
- [22] *Solare termico a bassa e media temperatura*, G. Braccio, F. Di Mario, D. Marano, V. Sabatelli, ENEA – Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
- [23] ARPA Lombardia www.arpalombardia.it

Si riportano inoltre le seguenti fonti alle quali si è attinto in materia di regolamentazione tecnica, delibere e scenario tariffario

- [24] AEEG – Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, www.autorita.energia.it
- [25] GSE – Gestore servizi energetici www.gse.it
- [26] GME - Gestore dei mercati energetici www.mercatoelettrico.org

*grazie amica grazie amico
per avermi sostenuto
per avermi incoraggiato
forse tu ne sei all'oscuro
ma mi sei d'ispirazione
la tua forza di sicuro
mi contagia è un'iniezione
di fiducia e d'allegria
sai a farmi più contento
basta la tua compagnia
e ora credimi non mento
ti assicuro son sincero
ancor più la debolezza
è per me d'esempio vero
che se il forte con destrezza
senza indugi lesto avanza
non così fa il men capace
cui è richiesta più costanza
perciò ancora io ti dico
grazie amica grazie amico*