

# POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea specialistica in  
Ingegneria Energetica



## Microgenerazione e fonti rinnovabili: gestione ottimizzata nello scenario delle Smart Grids

Relatore:

**Chiar.mo Prof. Ing. Paolo SILVA**

Tesi di Laurea di:

**Nicola FERGNANI**

Matr. 725495

ANNO ACCADEMICO 2009-2010







---

## Indice generale

---

Introduzione	1
Capitolo 1 Progetto PIACE	3
1.1 L'unità di controllo energetico "HECU" .....	7
1.2 Modelli di business per HECU .....	8
Capitolo 2 Smart Grids e Cogenerazione distribuita	9
2.1 Caratteristiche e criticità dell'attuale rete elettrica.....	9
2.2 Smart Grids .....	11
2.3 Micro cogenerazione distribuita.....	15
2.4 Parametri caratteristici .....	16
2.5 Quadro normativo .....	20
2.5.1 I Titoli di Efficienza Energetica.....	21
2.5.2 Scambio sul posto .....	25
2.5.3 Defiscalizzazione del combustibile.....	28
2.6 Tecnologie per la cogenerazione.....	29
2.6.1 Motori a combustione interna .....	31
2.6.2 Motori Stirling.....	37
2.6.3 Microturbine.....	40
2.6.4 Celle a combustibile.....	44
2.6.5 Confronto parametri operativi.....	48
2.7 Tecnologie per la produzione del freddo .....	50
2.7.2 Macchine a compressione di vapore .....	51
2.7.3 Macchine ad assorbimento.....	55
2.8 Sistemi di accumulo termico.....	58
2.8.1 Dimensionamento dell'accumulo.....	59
2.8.2 Modellizzazione dell'accumulo .....	60
2.8.3 Tipologie e costi.....	61
Capitolo 3 Scenario di riferimento	63
3.2 Introduzione .....	63
3.3 Ambito monofamiliare.....	64
3.3.1 Carichi caratteristici .....	64
3.3.2 Requisiti funzionali ed impiantistici .....	65
3.3.3 Tecnologie disponibili.....	66
3.3.4 Schema generale di impianto .....	67

3.4	Ambito plurifamiliare .....	68
3.4.1	Carichi caratteristici.....	68
3.4.2	Requisiti funzionali ed impiantistici.....	69
3.4.3	Tecnologie disponibili.....	70
3.4.4	Schema generale di impianto.....	70
3.5	Scenario tariffario.....	72
3.6	Parco elettrico Italiano.....	75
<b>Capitolo 4</b>	<b>Logica di gestione</b> .....	<b>77</b>
4.1	Ruolo e principi fondamentali.....	77
4.1.1	Parametri di input .....	77
4.1.2	Gestione dei carichi elettrici.....	81
4.1.3	Gestione dei carichi elettrici non sfasabili.....	82
4.1.4	Integrazione di altre fonti rinnovabili.....	84
4.2	Interfaccia utente .....	85
4.3	Previsione dei carichi e delle condizioni ambientali .....	86
4.3.1	Regolazione dell'impianto in esercizio .....	86
4.3.2	Simulazione annuale.....	87
4.4	Logica di ottimizzazione .....	88
4.4.1	Costo marginale dell'energia termica.....	90
4.4.2	Carichi frigoriferi.....	92
4.4.3	Solare termico.....	94
4.4.4	Riempimento base dell'accumulo .....	95
4.4.5	Scelta delle modalità di generazione del calore .....	96
4.4.6	Bilancio consuntivo .....	100
4.5	Gestione degli scostamenti previsionali.....	101
4.6	Requisiti dell'unità HECU .....	102
<b>Capitolo 5</b>	<b>Microgen</b> .....	<b>103</b>
5.1	Il modello di calcolo Microgen .....	103
5.1.2	Impostazione carichi.....	104
5.1.3	Impostazione collettori solari .....	105
5.1.4	Impostazione componenti.....	105
5.1.5	Impostazione motore .....	108
5.1.6	Impostazione scenario .....	109
5.1.7	Modalità di calcolo.....	110
5.1.8	Rappresentazione dei risultati.....	111
5.2	Validazione del modello di calcolo .....	112

Capitolo 6	Applicazione Plurifamiliare	117
6.1	Carichi elettrici, termici e frigoriferi .....	117
6.2	Impianto trigenerativo .....	121
6.3	Scenario tariffario .....	123
6.4	Risultati della simulazione .....	124
6.4.1	Modalità di funzionamento .....	124
6.4.2	Bilanci energetici .....	127
6.4.3	Analisi emissioni .....	130
6.4.4	Analisi economica .....	132
6.4.5	Efficienza energetica dell'edificio .....	134
6.5	Simulazione con diversi componenti impiantistici .....	135
6.6	Considerazioni .....	141
Capitolo 7	Applicazione Monofamiliare	143
7.1	Carichi elettrici, termici e frigoriferi .....	143
7.2	Impianto cogenerativo .....	146
7.3	Risultati della simulazione .....	147
7.3.1	Modalità di funzionamento .....	147
7.3.2	Bilanci energetici .....	148
7.3.3	Analisi emissioni .....	150
7.3.4	Analisi economica .....	152
7.3.5	Efficienza energetica dell'edificio .....	154
7.4	Considerazioni .....	155
Conclusioni		157
Allegato A	Simulazione impianto solare da dati storici	161
Allegato B	Simulazione impianto solare da dati sperimentali	165
Allegato C	Requisiti funzionali dell'unità HECU	168
Allegato D	Rappresentazione dei risultati in Microgen	170
Nomenclatura		171
Bibliografia		172
Partecipazione ad eventi ed incontri del settore		173





---

## Sommario

---

Negli impianti di microgenerazione applicati al settore residenziale, la discontinuità dei carichi termici ed elettrici genera forti riduzioni nelle prestazioni del motore primo cogenerativo. Scopo del presente lavoro è lo sviluppo di una logica di controllo per la gestione ottimizzata di impianti cogenerativi/trigenerativi asserviti al settore residenziale. Essa include la gestione di un sistema di accumulo termico giornaliero e degli apporti derivanti dalla produzione di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili. L'ottimizzazione è effettuata secondo una logica previsionale che considera la variabilità del prezzo di vendita dell'energia elettrica in uno scenario Smart Grid e la possibilità di gestire attivamente i carichi elettrici dell'utenza. E' inoltre sviluppato il modello di simulazione Microgen per la valutazione quantitativa dei benefici derivanti dalla logica sviluppata. A conclusione del lavoro vengono riportati i risultati delle simulazioni applicate a due casi pratici.

**Parole chiave:** Microgenerazione, trigenerazione residenziale, fonti energetiche rinnovabili, Smart Grids, logica previsionale.

---

## Abstract

---

The strong variance of electrical and thermal loads in residential microgeneration units drives a reduction of the engines' average electrical efficiencies and a rise in the annual emissions. The present work is aimed to develop an efficient and optimized logic sequence to regulate the running of cogeneration/trigeneration plants. It includes the handling of a thermal storage, shifting active loads in time for changing power demand, and tracking power output produced by renewable energy units. Optimization is obtained by forecasts on electrical power's costs in a Smart Grid context. Microgen, a simulation software, was developed in order to compute the benefits resulting from the optimized logic sequence. The last section includes simulation and data analysis of a cogeneration and a trigeneration plant.

**Key words:** Microcogeneration, residential trigeneration, renewable energy, Smart Grids, forecasting behaviour.



---

## Introduzione

---

La società di oggi ripone forti aspettative sulle potenzialità di sviluppo della generazione di energia da fonti rinnovabili e su soluzioni innovative che permettano di incrementare l'efficienza di utilizzo dei combustibili fossili, tanto da spingere governi e nazioni alla firma di accordi internazionali per il contenimento delle emissioni inquinanti e la riduzione della dipendenza dalle fonti non rinnovabili. A questa volontà si affianca la crescente domanda di energia che accompagna tutte le forme di sviluppo economico ad oggi conosciute e rende il raggiungimento degli obiettivi prefissati ancora più impegnativo.

Una risposta concreta a queste sfide va ricercata in un'ottimizzazione di tutta la filiera di conversione ed utilizzo dell'energia nelle sue diverse forme. Essa non può prescindere da un'azione congiunta nei settori della generazione elettrica, trasmissione dell'energia, trasporti, agricoltura, industriale, terziario e residenziale.

Il presente lavoro è focalizzato sull'ottimizzazione dei consumi relativi al settore residenziale, che rappresentano in Italia il 13,6% del fabbisogno totale annuo di energia primaria. Le logiche implementate possono essere facilmente applicate anche al caso di impianti di taglia maggiore, per utenze del settore terziario che rientrano nella sfera di interesse delle Smart Grids. Il fabbisogno energetico complessivo dei settori residenziali e terziario rappresenta in Italia oltre il 30% dei consumi totali di energia primaria.

Lo sviluppo della generazione di energia da fonti rinnovabili e la diffusione di impianti di cogenerazione distribuita si deve confrontare non solo con i problemi tecnici ed economici che caratterizzano le singole tecnologie, ma anche con un aspetto più generale che riguarda l'integrazione di tali fonti energetiche nel sistema elettrico nazionale. Per questo motivo la presente trattazione parte da un'analisi delle criticità ed inefficienze dell'attuale sistema elettrico (cap.2) ed individua i benefici che possono derivare dalla transizione verso una rete elettrica avanzata, le cui caratteristiche salienti sono riassunte nel concetto di Smart Grid.

Tale concetto identifica uno scenario nel quale l'ottimizzazione energetica e gestionale del sistema elettrico nel suo complesso viene raggiunta mediante un'interazione attiva tra utenze, generatori e rete. Questo presuppone a sua volta una diversa ed innovativa modalità di gestione del sistema energetico dell'abitazione, mediante l'integrazione dei segnali provenienti dalla rete esterna all'edificio, con le informazioni raccolte sulla rete interna. Quest'ultima è costituita, nel caso più semplice, dall'insieme di utenze elettriche tradizionali ed "intelligenti" (in grado cioè di gestire attivamente la disposizione temporale dei carichi) e nel caso più complesso dall'insieme cogeneratore – accumulo termico – utenze – apporti energetici rinnovabili.

La sfida è stata lanciata a livello nazionale mediante il bando Industria 2015 e raccolta dalla proposta tecnica del progetto PIACE (cap.1) il quale coinvolge diverse industrie di rilevanza nazionale, guidate per quota e coinvolgimento da Riello S.p.A., ed importanti facoltà di ingegneria, tra le quali il Politecnico di Milano.

Il “cuore” del presente lavoro è la definizione di una **logica di gestione ottimizzata** (cap.4) che consenta il coordinamento della microrete domestica, finalizzato alla massimizzazione dell’efficienza energetica ed alla minimizzazione dei costi di esercizio. Tale coordinamento si attua mediante l’unità di controllo HECU, il cui sviluppo è uno dei punti focali del progetto PIACE.

L’inquadramento dei ruoli e delle tecniche concettuali di ottimizzazione del sistema passa per una revisione delle caratteristiche salienti delle diverse tecnologie cogenerative e trigenerative di piccola taglia (cap.2, parte seconda) e per una definizione degli andamenti caratteristici della richiesta elettrica, termica e frigorifera, nel caso di utenze monofamiliari e condominiali (cap.3). Vengono quindi definiti gli schemi impiantistici di riferimento, focalizzati sugli scambi di energia ed informazioni tra utenze, accumulo e sorgenti di energia termica.

Mediante approssimazioni successive, comparazioni con lavori analoghi sviluppati dal Politecnico e confronti con il gruppo di lavoro AR9 relativo al progetto PIACE, si è pervenuti alla definizione dei criteri di ottimizzazione e delle modalità di implementazione della nuova logica di gestione. Essa è basata su una determinazione **previsionale** delle condizioni al contorno che regolano il funzionamento del “sistema energetico” domestico, con un orizzonte temporale di 24 ore. Viene così definito un programma ottimale di funzionamento che rispecchia sia le necessità dell’utenza che le necessità del sistema elettrico, delineate dai segnali di prezzo zonali trasmessi.

La logica è stata quindi implementata nel modello di simulazione denominato Microgen (cap. 5), sviluppato in ambiente Visual Basic-Excel, per valutare i benefici energetici, ambientali ed economici conseguibili rispetto ad impianti cogenerativi gestiti secondo un’ottimizzazione istantanea e rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore.

Nei capitoli 6 e 7 vengono presentati i risultati delle simulazioni condotte con Microgen, rispettivamente in relazione ad utenze plurifamiliari e monofamiliari. In entrambi i casi è riportata inizialmente una valutazione dei benefici ottenibili mediante la nuova logica di gestione, suddividendo l’analisi in funzione degli aspetti energetici, economici ed ambientali. Nel caso dell’utenza plurifamiliare viene successivamente simulato il funzionamento di diverse soluzioni impiantistiche, evidenziando vantaggi e svantaggi derivanti dalla modifica della tipologia e della taglia dei componenti presenti. La simulazione monofamiliare è invece limitata ad un singolo impianto cogenerativo, affiancato o meno da fonti rinnovabili, per la carenza di valide soluzioni alternative commercialmente disponibili sul mercato.

A conclusione del lavoro si riassumono i risultati raggiunti, valutando la fattibilità economica delle soluzioni proposte ed indicando gli eventuali interventi di incentivazione necessari alla promozione della microcogenerazione distribuita ed alla sua integrazione con impianti domestici per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il progetto PIACE è acronimo di “Piattaforma intelligente, Integrata e Adattativa di microCogenerazione ad elevata Efficienza per usi residenziali”. Esso risponde al Bando sull’Efficienza Energetica indetto dall’Unione Europea, nell’ambito del progetto Industria 2015 ed è inserito nell’ area tecnologica denominata “*Tecnologiche ad alto potenziale innovativo*”, nella sottocategoria relativa alla *generazione distribuita*.



Lo scopo del progetto è quello di offrire al mercato tutte le tecnologie innovative necessarie alla produzione di una **piattaforma di microcogenerazione** ad elevata efficienza (in particolare a fronte di carichi variabili) originale, flessibile, intelligente, ed adattativa.

Originale in quanto tale piattaforma sarà corredata di un innovativo sistema di controllo che permetterà, mediante logiche di ottimizzazione, di massimizzare il risparmio energetico conseguente all’utilizzo di nuovi microcogeneratori a ridotte emissioni allo scarico, integrati con impianti per la generazione da fonti rinnovabili, sistemi di accumulo termico ed elettrodomestici di nuova generazione, in grado di ripartire in modo attivo i fabbisogni elettrici e termici.

Flessibile in quanto in grado di integrarsi nel futuro scenario delle Smart Grids, generando vantaggi economici per l’utente e vantaggi energetici ed ambientali per il sistema elettrico nazionale.

Intelligente in quanto si dovrà interfacciare e adattare automaticamente ai diversi input (anche provenienti da altre forme di generazione termica ed elettrica) per ottimizzarne i rendimenti e offrire alle varie uscite (elettrodomestici, illuminazione, forza elettromotrice, comfort ambientale) le massime prestazioni con consumi ed emissioni minime.

Adattativa in quanto il sistema sarà dotato di una logica di funzionamento in grado di prevedere (ed autoapprendere) il comportamento del sistema abitazione, mediante un'analisi dei comportamenti degli utenti e dei sistemi con cui interagisce.

Il progetto ha un valore di 11.5 M€ e coinvolge in primo luogo l'azienda Riello, con una partecipazione del 30%, affiancata da altri partner industriali (tra i quali Zoppas, Electrolux, A2A, Fontecal, Carel, CRF) e da università e centri di ricerca (PoliMi, UniPd, UniTs, CESI).

Il coinvolgimento del Politecnico di Milano è previsto per 1.6 M€.

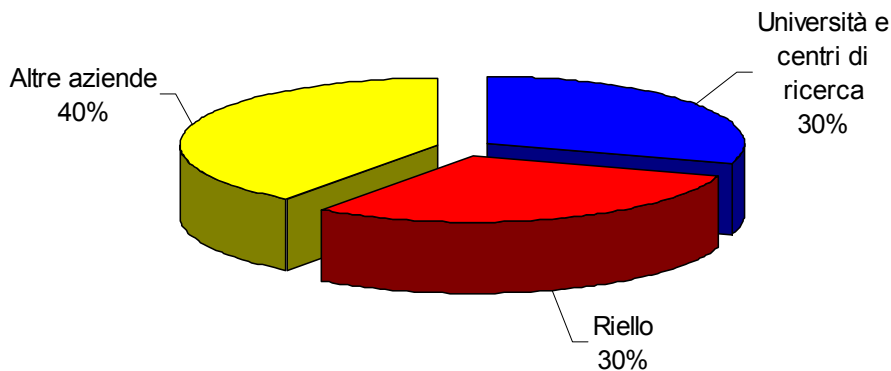


Fig. 3.1.1 Ripartizione del budget destinato al progetto PIACE

La piattaforma integrata di microgenerazione sviluppata permetterà di offrire al mercato i seguenti prodotti:

1. *Unità di microgenerazione (termofotovoltaica, a combustione interna, a ciclo rankine)*
2. *Modulo di integrazione delle energie rinnovabili*
3. *Sistema di accumulo termico a transizione di fase*
4. *Rete elettrica domestica "intelligente" e sistema di connessione alla rete*
5. *Unità di gestione energetica dei flussi termici ed elettrici "HECU"*

Lo sviluppo dei suddetti prodotti è affidato a diverse attività realizzative (AR), schematizzate nel diagramma logico di seguito riportato.

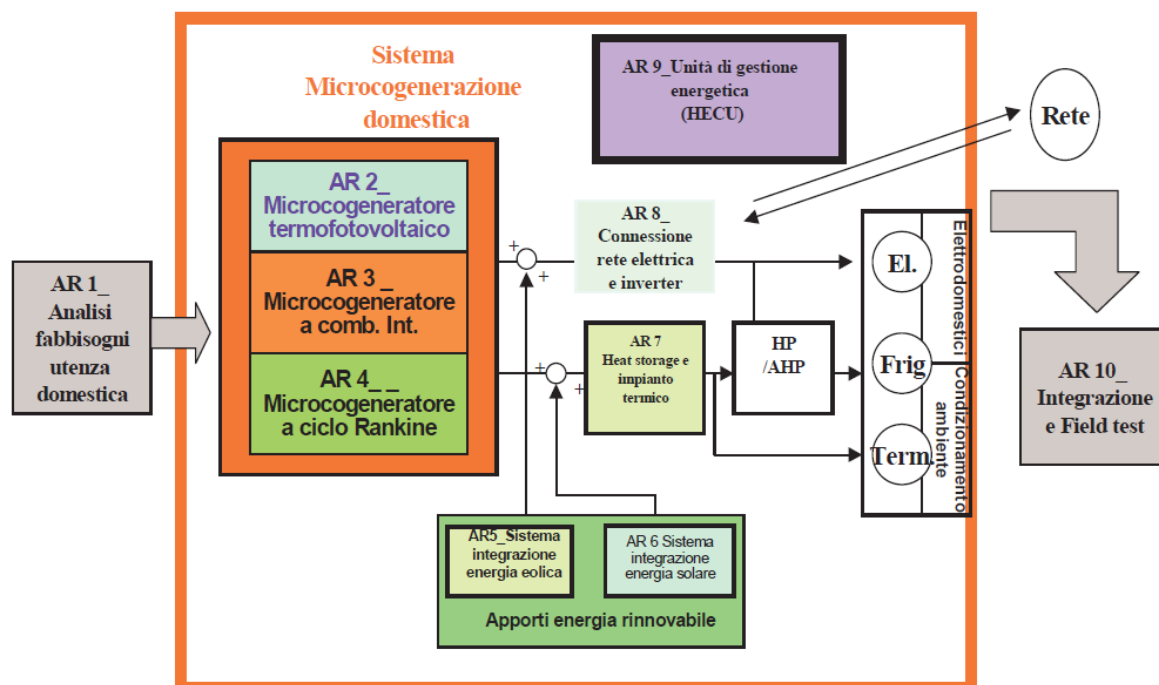


Fig. 3.1.2 Schema della piattaforma cogenerativa

Il presente lavoro di tesi si colloca a fianco del lavoro relativo all'attività realizzativa 9, dedicata allo sviluppo dell'HECU, e si propone di individuare una logica di gestione ottimizzata per regolare i flussi energetici dell'abitazione.

Rispetto agli obiettivi definiti dal progetto PIACE, si intende allargare il campo di indagine al contesto dell'utenza plurifamiliare e condominiale, includendo nei ruoli della logica anche la gestione di macchine frigorifere a compressione e di macchine ad assorbimento.

L'aumento di rendimento ottenibile dall'implementazione di questa piattaforma integrata di microgenerazione ad elevata efficienza per usi residenziali, verrà testato in specifiche realizzazioni prototipali sul territorio, interessando anche Enti disponibili a coadiuvare una campagna sperimentale per la diffusione dei risultati, proprio per dimostrare il reale risparmio di energia conseguito. In questo modo sarà possibile valutare appieno la validità industriale della piattaforma nel suo insieme e di ciascun singolo componente.

Il progetto è stato lanciato in Aprile 2009 e prevede una fase di ricerca e sviluppo prototipale di 3 anni (durata del progetto Industria 2015), con un coinvolgimento del Politecnico nelle attività realizzative 2 – 3 – 4 – 9 – 10, seguita dalla fase di Field test commerciale e commercializzazione del prodotto.

La *timeline* del progetto, relativa alla prototipazione e commercializzazione, è rappresentata nello schema seguente:

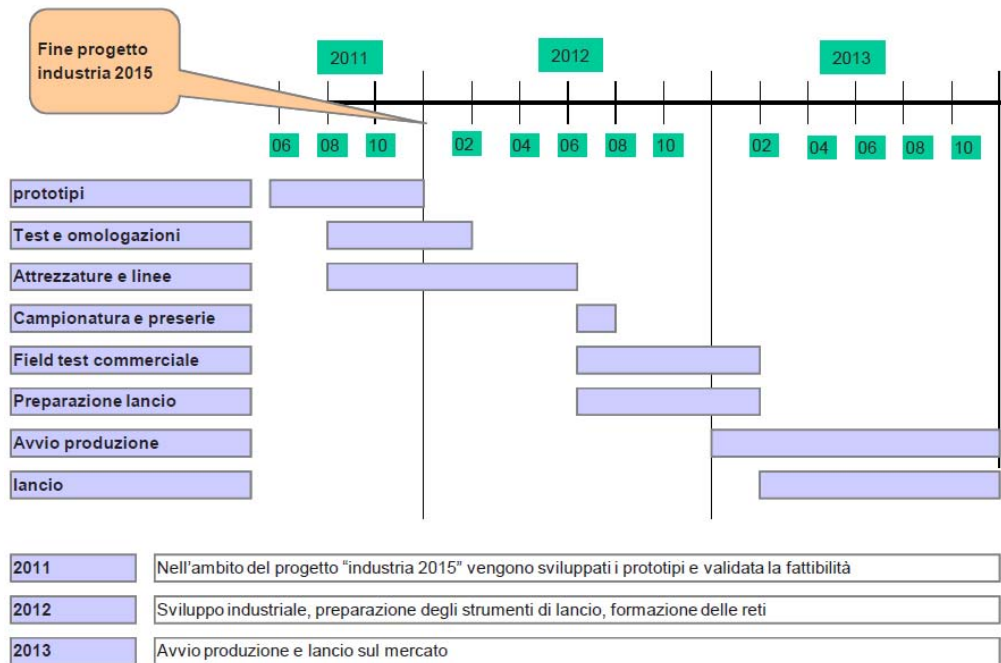


Fig. 3.1.3 Timeline di prototipazione e commercializzazione

La piattaforma dovrà essere in grado di gestire il microgeneratore abbinato ad una o più **sorgenti rinnovabili**, quali solare termico, solare fotovoltaico e micro-eolico. In particolare nell'ambito del progetto verranno sviluppati un microgeneratore eolico e un sistema solare termico a concentrazione. Lo sfruttamento della fonte eolica accanto al microgeneratore, rappresenta un esempio interessante di integrazione tra una generazione discontinua e aleatoria da fonte rinnovabile ed una generazione controllata, ma da fonte non rinnovabile. L'interesse nello sviluppo del sistema solare termico a concentrazione è invece legato alla sua integrazione con il microgeneratore a ciclo Rankine.

La necessità di integrare l'unità di microgenerazione all'interno dell'ambiente domestico e la gestione parallela della generazione da fonte rinnovabile, richiede un'accurata riprogettazione sia dell'impianto termico che dell'impianto elettrico. L'impianto termico dovrà ottimizzare i flussi di energia dalle sorgenti verso i carichi (termici o frigoriferi) mentre l'impianto elettrico dovrà includere le interfacce che permettano di collegare il microgeneratore alla rete domestica ed alla rete esterna, considerando i diversi livelli di tensione e corrente resi disponibili dal microgeneratore e dalle fonti rinnovabili.



## 1.1 L'unità di controllo energetico "HECU"

A governare la piattaforma di cogenerazione sarà un hardware/software specifico denominato **HECU**, acronimo di "**Home Energy Control Unit**". Tale unità costituisce il cervello della piattaforma di microcogenerazione e controlla il flusso bidirezionale di *informazioni* ed *energia* (termica ed elettrica) dal microcogeneratore (affiancato dagli altri componenti impiantistici) e dai generatori da fonti rinnovabili, verso i carichi e verso la rete esterna. Essa ottimizzerà i flussi energetici e sarà in grado di gestire la complessità dell'impianto, accedendo in tempo reale ad informazioni sulle previsioni del tempo ed alle tariffe energetiche o a qualunque altra informazione utile ad un ottimo funzionamento dell'impianto.

L'algoritmo di ottimizzazione dovrà quindi regolare il funzionamento del cogeneratore, delle macchine frigorifere e dei principali elettrodomestici, in funzione delle esigenze dell'utenza, degli apporti derivanti dalle fonti rinnovabili, della valorizzazione dell'energia prodotta e dei vincoli tecnici che caratterizzano l'impianto.

Lo scenario, illustrato schematicamente nel diagramma di fig. 3.1.2, sarà di tipo modulare, dovendo includere sia configurazioni base con un microcogeneratore di piccola taglia ed un numero limitato di sistemi/utenze di relativa semplicità, fino a configurazioni evolute in compresenza di molte sorgenti di tipo rinnovabile, associate ad una elevata complessità dei flussi energetici lato utenze ed alla presenza di macchine frigorifere a compressione e macchine ad assorbimento.

La sostenibilità, dovendo essere garantita fin dalla configurazione di partenza, deve essere insita tanto nei sottosistemi di generazione ed utenza, quanto dall'elemento di integrazione e coordinamento rappresentato dalla Unità di Gestione Energetica (HECU).

Mentre gli obiettivi di tipo ambientale e sociale della piattaforma in oggetto sono evidenti, quelli di tipo economico vanno ricercati soprattutto nell'esigenza di raggiungere un elevato livello di comfort domestico abbinato ad una concreta soluzione di risparmio energetico. Di fatto la razionalizzazione del consumo energetico rappresenta attualmente il principale driver nella convergenza verso l'integrazione delle varie tecnologie di uso domestico.

Un aspetto non secondario riguarda l'elevata "usabilità" del sistema che si intende raggiungere. Essa impatta in modo significativo sulla propensione all'acquisto del sistema da parte dell'utente stesso e sulla sua valutazione complessiva, consentendo di vincere la naturale diffidenza del cliente medio - rappresentativo del segmento prevalente dell'utenza domestica europea - avente una bassa attitudine alla tecnologia.

Il successo di una soluzione tecnologicamente affidabile ed economicamente sostenibile nel mercato internazionale risiede nella scelta di un sistema di tipo aperto che consenta l'interoperabilità dei dispositivi, la scalabilità delle soluzioni e l'indipendenza dei singoli costruttori nello sviluppo dei dispositivi compatibili. In tal senso HECU dovrà essere ridondante, sia in termini di ingressi/uscite che nel tipo di protocolli di comunicazione (GPRS/LAN/Powerline/...) di cui verrà dotato.

## 1.2 Modelli di business per HECU

L'unità di controllo HECU è pensata per rispondere alle necessità di diversi segmenti di mercato, tra loro sovrapponibili. Essa dovrà configurarsi come elemento chiave di integrazione tra le future Smart Grids e la rete domestica, mediante una capacità di controllo modulare, in grado di gestire complessità di impianto variabili.

Il primo modello di business prevede l'acquisto dell'HECU e dell'impianto cogenerativo da parte dell'**utente finale**, mediante un investimento iniziale giustificato da un risparmio energetico ed economico negli anni successivi. Come si vedrà nei risultati delle simulazioni (cap. 6 e 7), nell'attuale scenario tariffario e di incentivazione, tale modello di business è attuabile solo per utenze plurifamiliari che risentono di economie di scala nell'acquisto dei componenti impiantistici e rendono possibile la produzione centralizzata del freddo mediante impianti trigenerativi. I tempi di ritorno dell'investimento calcolati sono compresi tra 7 e 15 anni, in funzione dei componenti impiantistici adottati. L'utenza monofamiliare è invece caratterizzata da tempi di ritorno dell'investimento eccessivi, fattore che al momento disincentiva l'applicazione in tale settore, nonostante i vantaggi ambientali conseguibili.

L'impatto delle logiche di energy management (o Energy Automation) a livello di singola utenza domestica genera rilevanti benefici economici anche nella gestione della rete di distribuzione da parte della Utility (si vedano ad esempio le economie derivanti dal livellamento dei carichi, etc.). Per questo motivo è possibile ipotizzare un secondo modello di business che preveda la fornitura ed il parziale controllo di HECU ed impianto cogenerativo da parte della **Utility** elettrica; in questo modo è possibile superare (almeno in parte) la carenza di incentivazioni economiche presenti sul mercato, prevedendo una redistribuzione verso l'utente di parte dei vantaggi economici derivanti da una gestione attiva della sottorete elettrica di competenza della Utility stessa (Smart Grids - cap 2.2). Tale redistribuzione può avvenire mediante coopartecipazione della Utility all'investimento iniziale o riconoscimento di incentivazioni tariffarie maggiori rispetto a quelle attualmente previste.

E' infine ipotizzabile la commercializzazione dell'HECU in versione **stand alone** per il controllo di sistemi di cogenerazione forniti da terzi o per la gestione di sistemi privi di impianto cogenerativo. In quest'ultimo caso HECU mantiene il ruolo di monitoraggio dei consumi ed ottimizzazione temporale dei carichi elettrici, in funzione dello scenario tariffario e dei contributi derivanti dalle fonti rinnovabili.

---

## Capitolo 2 Smart Grids e Cogenerazione distribuita

---

### 2.1 Caratteristiche e criticità dell'attuale rete elettrica

L'architettura dell'attuale rete italiana ed europea è stata sviluppata a metà degli anni novanta e risponde alle necessità di un sistema basato sulla generazione centralizzata di energia da fonti fossili, caratterizzato da una completa programmabilità lato produzione alla quale è contrapposta una variabilità lato utenza ed una aleatorietà nei confronti dei guasti che possono coinvolgere la rete di trasmissione o le centrali di generazione stesse.

L'incertezza lato utenza è gestita mediante modelli previsionali che si sono sviluppati includendo un numero di variabili di controllo sempre maggiore, per definire con la massima precisione possibile l'andamento della richiesta di potenza futura sui nodi principali della rete, con un orizzonte temporale minimo di 24ore.

L'aleatorietà nei confronti dei guasti è invece gestita mediante diversi criteri di sicurezza, riassumibili nel concetto di sicurezza N-1 secondo il quale la rete deve essere gestita in modo da conservare la stabilità e garantire la continuità del servizio in seguito al guasto di un qualsiasi componente della stessa. Al verificarsi di un guasto la rete è quindi soggetta ad uno sbilanciamento molto rapido (da frazioni di secondo a pochi secondi) che porta ad una nuova situazione di equilibrio, generalmente non sicura, in quanto caratterizzata da elementi sovraccarichi (corrente superiore rispetto a quella nominale, fino al 120~130%) o comunque non in grado di sopportare la rottura di un secondo componente nella stessa zona. La configurazione della rete viene quindi modificata così da ristabilire entro tempi definiti l'originale grado di sicurezza N-1.

La corretta gestione dei suddetti fattori si traduce così in una serie di vincoli tecnici da rispettare che vengono semplificati e rappresentati mediante un approccio zonale che vede la rete elettrica nazionale suddivisa in aree caratterizzate da vincoli in termini di massima potenza attiva scambiabile con le aree vicine. Tali vincoli, insieme ai diagrammi di carico previsti per ciascuna zona, fanno da condizioni al contorno alla contrattazione economica giornaliera che si svolge all'interno della borsa elettrica che, unitamente alle contrattazioni bilaterali tra produttori ed acquirenti, definiscono i programmi di produzione elettrica di ciascun gruppo di generazione per il giorno successivo.

La gestione della rete elettrica degli altri paesi europei risulta sostanzialmente simile a quella italiana per quanto riguarda la definizione dei vincoli tecnici da rispettare e delle richieste zonali di energia, differenziandosi invece per quanto riguarda le modalità di contrattazione economica che, secondo diversi modelli teorici, tendono a massimizzare il welfare globale del sistema elettrico. Esso è composto rispettivamente dal welfare lato consumatori (differenza tra il valore dell'energia per il consumatore in funzione delle proprie necessità, ed il prezzo dell'energia effettivamente corrisposto) e dal welfare lato produttori (differenza tra il prezzo di vendita ed il costo di produzione).

Una rete di questo tipo presenta ad oggi alcune criticità legate da una parte al marcato aumento della richiesta di energia elettrica registrata negli ultimi decenni e dall'altra alle richieste sempre più stringenti in termini di qualità ed affidabilità del servizio:

- **Inefficienze legate alle congestioni:** a seguito dei vincoli di potenza scambiabile tra le diverse zone del sistema, le contrattazioni svolte mediante la borsa elettrica definiscono prezzi zionali distinti per la necessità di favorire il funzionamento degli impianti anche secondo la loro locazione. Sono così chiamati a produrre impianti meno economici ed eventualmente caratterizzati da un maggior impatto ambientale rispetto ad altri lasciati inattivi, qualora i primi si trovino in zone congestionate, ossia caratterizzate da un delta negativo tra domanda ed offerta.
- **Inefficienze legate alla sicurezza:** al termine delle contrattazioni che si svolgono all'interno della borsa elettrica, il gestore della rete deve attuare ulteriori interventi *preventivi* per garantire la *sicurezza* del sistema che, unita alla *disponibilità* dello stesso, ne garantisce *l'affidabilità* a fronte di errori nella previsione delle curve di domanda o di possibili guasti. Tali interventi si attuano mediante l'acquisto di servizi di dispacciamento (MSD), tra i quali si ricordano le risorse di riserva primaria, secondaria e terziaria. Esse sono di fatto garanzie che i produttori forniscono al gestore, in termini di disponibilità ad aumentare o ridurre la quota di energia immessa in rete in modo istantaneo (pochi secondi per la riserva primaria) o entro termini prestabiliti (circa 20 minuti per la riserva secondaria e qualche ora per la riserva terziaria). L'acquisto dei suddetti servizi di dispacciamento da parte del gestore risulta spesso molto oneroso, anche a seguito di situazioni di monopolio per le quali esiste un solo impianto, o un numero esiguo di impianti, in grado di fornire i servizi di dispacciamento per una determinata zona; in questa situazione i produttori possono accordarsi per vendere i propri servizi a prezzi molto maggiori rispetto al costo effettivo. Questa inefficienza del sistema, come la precedente, si ripercuote direttamente sul costo dell'energia per l'utente finale, ed i costi che ne derivano costituiscono una percentuale non trascurabile del conto energetico totale.
- **Limitata possibilità di penetrazione delle fonti non programmabili:** a seguito dell'intrinseca complessità del sistema elettrico, risulta evidente come l'introduzione di un grado di un'aleatorietà lato produzione, che si somma alla variabilità lato utenza ed alla aleatorietà nei confronti di possibili guasti, possa essere di difficile gestione e generare diseconomie per la gestione in sicurezza del sistema, se esteso ad una percentuale consistente della potenza prodotta. La non programmabilità della produzione costituisce d'altra parte una caratteristica peculiare di molte fonti rinnovabili (eolico, solare in genere, idroelettrico ad acqua fluente) e della quasi totalità delle fonti rinnovabili di

piccola taglia (mini eolico, mini idroelettrico, solare termico e solare fotovoltaico).

Studi effettuati sull'attuale sistema elettrico indicano come la percentuale massima accettabile di potenza da fonti non programmabili non possa superare valori prossimi al 20% della domanda totale di potenza.

Nel 2008 la produzione annua di energia elettrica da FER non programmabili (idroelettrico fluente ed eolico) è stata pari all' 8.5% dell'energia elettrica complessivamente consumata (report GME 2008); valore che si traduce in una potenza di picco decisamente maggiore a seguito del funzionamento discontinuo degli impianti alimentati da FER e che lascia un modesto margine di penetrazione ad altre fonti rinnovabili non programmabili.

Da queste considerazioni risulta evidente come uno sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili fino a raggiungere il traguardo del 20% fissato dagli obiettivi europei per il 2020, debba passare per una revisione dell'attuale sistema di distribuzione e trasporto dell'energia.

Si evidenzia inoltre come l'introduzione nel mix energetico italiano di generazione da fonte nucleare, sicuramente necessaria per una gestione più razionale del parco elettrico, comporti un'ulteriore riduzione della capacità di penetrazione delle fonti non programmabili a causa della scarsa capacità di regolazione caratteristica degli impianti nucleari stessi.

Le criticità evidenziate possono essere risolte o efficacemente limitate mediante l'implementazione di un sistema che permetta l'interazione tra rete, utenza e produzione. Questo consentirebbe di effettuare operazioni di regolazione non solo mediante i gruppi di generazione di grande taglia, ma anche grazie alle utenze stesse che potrebbero variare il proprio carico o immettere attivamente energia in rete mediante tecnologie di generazione distribuita, siano esse a fonte fossile o rinnovabile, in funzione delle necessità del sistema.

## 2.2 Smart Grids

Il concetto di Smart Grid si identifica in una rete elettrica in grado di gestire flussi bidirezionali di energia e di informazioni tra produttori ed utenti.

La gestione di flussi bidirezionali di energia consente di affiancare al normale flusso energetico che dai produttori fluisce verso le utenze, un flusso secondario mediante immissione di energia dai punti di utenza stessi, verso altri punti di utenza. La gestione di flussi bidirezionali di informazioni consente invece un'interazione tra produttori, apparati di rete ed utenti finalizzata a rendere più flessibile ed efficiente la gestione in sicurezza della rete.

Ad oggi la trasformazione dell'attuale rete elettrica in una Smart Grid avente le suddette caratteristiche, richiede una serie di attività schematizzabili nei seguenti punti:

- **Individuazione ed implementazione di soluzioni tecniche** che consentano di gestire flussi bidirezionali di energia attraverso la rete, a costi contenuti, garantendo al contempo la sicurezza e la flessibilità necessaria a futuri aggiornamenti tecnologici;
- **Omogeneizzazione dei protocolli di regolazione e dei mercati elettrici europei** per facilitare le transazioni a livello sovra-nazionale e dare massima possibilità di sviluppo al mercato elettrico libero;
- **Definizione di standard tecnici** condivisi a livello europeo per garantire la compatibilità della rete ed un mercato di libera concorrenza per la fornitura delle tecnologie necessarie all'adeguamento della rete;
- **Sviluppo di un sistema informatico e di telecomunicazione** dedicato, in grado di gestire in modo sicuro e trasparente la complessità del sistema elettrico nascente.

Queste attività richiedono investimenti consistenti e congiunti da parte dei diversi paesi appartenenti all'Unione Europea ed il processo realizzativo dovrà svilupparsi per step successivi, integrandosi con il sistema esistente. Tale adeguamento si colloca in un contesto nel quale le principali reti di trasmissione europee risultano in esercizio da più di 50 anni (report "European Smart Grids technology platform") e richiedono comunque interventi di ammodernamento per garantirne la sicurezza ed adeguarle alle nuove necessità del sistema. L'implementazione delle tecnologie necessarie alla transizione verso una Smart Grid può quindi congiungersi con questa necessità di ammodernamento traendo consistenti vantaggi dal punto di vista economico.

Rispetto ai problemi individuati nel sistema elettrico attuale, la futura Smart Grid Europea consentirà di raggiungere i seguenti obiettivi:

- **Gestione più efficiente delle necessità di regolazione del sistema:** l'introduzione di utenze "intelligenti" in grado di variare il proprio assorbimento in funzione delle esigenze contingenti del sistema, o addirittura di impianti di generazione distribuita in grado di fornire attivamente energia quando necessario, consentirà di effettuare un "*peak shaving*" o "*power levelling*", con grandi vantaggi in termini di riduzione del costo dell'energia nelle ore di punta, e quindi dei costi energetici per gli utenti finali.
- **Riduzione dei costi legati all'esercizio in sicurezza del sistema:** la capacità di regolazione delle utenze o di immissione distribuita di potenza nella rete, se correttamente gestita, consentirà di fornire parte delle risorse di riserva primaria e secondaria necessarie a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema, ossia di compensare gli effetti derivanti da guasti

sulle linee di interconnessione o sulle grandi centrali di generazione, fino all'intervento della riserva terziaria (avviamento di altri grandi gruppi di generazione).

Tale riserva potrà essere fornita mediante una garanzia di riduzione dei carichi in caso di necessità da parte delle utenze e mediante un'immissione attiva di energia in rete da parte dei cogeneratori distribuiti. La capacità di variazione del carico in tempi brevi rappresenta ad oggi un aspetto critico degli impianti di generazione di grande taglia (escluse le TG in ciclo semplice) a causa delle elevate inerzie termiche e dei tempi tecnici di transitorio richiesti, risultando invece di semplice attuazione per impianti di piccola taglia che non risentono di particolari problemi legati a inerzie termiche o tempi di avviamento.

- **Riduzione dei costi legati alle congestioni:** in uno scenario di variazione istantanea del costo dell'energia in funzione dello stato della rete, le situazioni di congestione saranno risolvibili in tempo reale mediante regole economiche di mercato, finalizzate al raggiungimento della massima efficienza economica del sistema.
- **Ampia capacità di penetrazione della cogenerazione distribuita:** una rete in grado di gestire flussi bidirezionali di energia consentirà un'ampia penetrazione della generazione e cogenerazione distribuita che, grazie ad elevati rendimenti di primo principio, garantirà un utilizzo più razionale dei combustibili fossili.

La corretta gestione degli angoli di fase di inverter e generatori di piccola taglia potrà inoltre contribuire a fornire la potenza reattiva necessaria al sistema, con conseguente riduzione del carico di rete e delle relative dispersioni.

- **Ampia capacità di penetrazione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili:** grazie al contributo attivo di regolazione fornito dalle utenze, sarà possibile una maggior penetrazione della generazione da fonti non programmabili quali solare, eolico, idroelettrico fluente; le variazioni della potenza fornita da tali impianti al variare dell'irraggiamento, della velocità del vento o della portata idraulica potranno infatti essere compensate da una variazione attiva dei carichi delle utenze o dall'entrata in funzione dei generatori di piccola taglia.

Nasce così il concetto di generazione distribuita su grande scala con forti vantaggi dal punto di vista della gestione e sicurezza della rete, dell'efficienza globale del sistema di generazione e dell'efficienza economica del sistema elettrico.

Agli aspetti tecnici individuati si aggiunge l'esigenza di considerare le aspettative di un vasto numero di stakeholders per realizzare un progetto orientato alla *robustezza*, che conservi la propria validità anche in relazione alle necessità che un domani dovranno essere soddisfatte dal sistema elettrico. Questo è possibile mediante una progettazione *partecipata* che permetta di cogliere le sinergie ed opportunità che emergono dal confronto, individuando al contempo eventuali rischi

e minacce in modo tempestivo. I principali stakeholders coinvolti nel processo decisionale sono:

- **Utenti:** Rappresentano i principali destinatari del servizio; oltre agli attuali interessi nei confronti della qualità del servizio, costo dell'energia e possibilità di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero, presentano nuovi interessi nei confronti della cogenerazione distribuita e possibilità di immettere in rete il surplus energetico con adeguata remunerazione, della possibilità di usufruire di tariffe orarie, della partecipazione remunerata alla regolazione della rete mediante variazione attiva del carico.
- **Produttori e proprietari della rete:** Rappresentano i principali investitori del sistema e hanno interesse ad operare in un contesto legislativo stabile e ben definito che permetta un'adeguata remunerazione nel lungo periodo degli investimenti sostenuti; hanno inoltre interesse a superare gli attuali vincoli tecnici che impongono condizioni di generazione poco efficiente (frequenti variazioni del carico, carichi molto parzializzati per garantire la riserva di sistema).
- **Energy Service Company:** Rappresenta un gruppo minore di investitori che riveste un'importanza strategica per la realizzazione di un sistema energetico ad elevata efficienza, realizzando soluzioni cogenerative e di ottimizzazione energetica ad-hoc per grandi e medie utenze. Hanno interesse ad operare in un sistema che incentivi la cogenerazione mediante un quadro normativo stabile e chiaro, che consenta di vendere eventuali surplus energetici alla rete, scegliere liberamente il proprio fornitore e ricevere una remunerazione per la partecipazione alla regolazione della rete. Il loro interesse primario consiste nella fornitura di un servizio competitivo ai propri clienti, ottenendo un adeguato margine di ritorno rispetto agli investimenti realizzati.
- **Fornitori delle tecnologie:** Il loro coinvolgimento è fondamentale al fine di contenere i costi di transizione dall'attuale modello elettrico alla futura Smart Grid, hanno interesse ad operare secondo standard tecnologici aperti, ben definiti ed unificati a livello europeo, investire su tecnologie flessibili così da garantirne un ampio orizzonte temporale di validità, cooperare attivamente con università e centri di ricerca privati.
- **Regolatori:** Si troveranno ad operare in un quadro operativo più complesso, nel quale sarà necessario gestire attivamente non solo l'attività dei grandi produttori, ma anche quella dei consumatori che a loro volta possono comportarsi come utenze o piccoli fornitori di energia. Hanno interesse ad operare mediante sistemi informatici in grado di gestire la maggiore complessità del sistema, garantendo la sicurezza, l'efficienza economica, energetica ed ambientale dello stesso. Richiedono inoltre un contesto legislativo allineato con le proprie esigenze (incentivi e leggi orientate al raggiungimento di obiettivi comuni).



## 2.3 Micro cogenerazione distribuita

La generazione di energia elettrica da combustibili fossili si attua nella stragrande maggioranza dei casi mediante la conversione dell'energia chimica del combustibile in energia termica (combustione) e la successiva conversione di questa in energia elettrica, mediante un ciclo termodinamico operante tra una temperatura di ingresso ed una temperatura di cessione del calore.

La quota di calore ceduto all'ambiente in impianti non cogenerativi è pari al PCI del combustibile moltiplicato per il complemento ad 1 del rendimento elettrico; se questo calore viene in parte recuperato ed utilizzato per soddisfare un'utenza termica, si migliora l'efficienza di I principio del ciclo ed è possibile, in certe condizioni, ottenere vantaggi economici ed ambientali rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore.

Gli impianti di generazione distribuita sono generalmente alimentati a gas naturale e conseguono rendimenti elettrici nettamente inferiori rispetto ai moderni cicli combinati, alimentati con il medesimo combustibile. Risulta quindi evidente come la generazione distribuita possa avere un senso dal punto di vista energetico (ed ambientale) solo se attuata mediante applicazioni **cogenerative** che presentino un rendimento di primo principio superiore rispetto ai gruppi di generazione con i quali si vanno a confrontare.

La microcogenerazione viene definita dal D. Lgs. 20/07, come cogenerazione da macchine e impianti di potenza elettrica inferiore ai 50 kW<sub>e</sub>; essa è destinata al settore residenziale, terziario ed artigianale, attualmente caratterizzati da un grande potenziale di sviluppo in termini di potenza installabile. Allo stato attuale le applicazioni micro cogenerative non risultano significative né in numero, né in termini di potenza cumulata installata; il motivo di tale gap tra potenziale installabile e potenza installata è da ricercare prevalentemente in due fattori di tipo tecnico-economico:

- Elevato costo specifico degli impianti cogenerativi
- Scarsa incentivazione della micro cogenerazione, come parziale conseguenza dell'incapacità della rete di gestire flussi bidirezionali di energia e, più in generale, di scelte politiche.

A questi fattori si aggiungono, specialmente in Italia, la mancanza di chiarezza e stabilità a livello legislativo, e gli ostacoli di natura burocratica legati all'iter autorizzativo.

I primi esemplari di micro cogeneratori comparvero in Europa verso la fine degli anni Settanta; essi erano costituiti da motori alternativi a combustione interna di derivazione automobilistica alimentati a gas naturale. In Italia il modello che riscosse più successo fu prodotto dalla FIAT e commercializzato con il nome "Totem" (TOTAL Energy Module) nel 1973; si tratta di un motore automobilistico a ciclo Otto 4 tempi da 903 cm<sup>3</sup>, funzionante a gas naturale o biogas. La potenza elettrica nominale di tale cogeneratore era pari a 15 kW, con rendimento elettrico netto del 25,8% e potenza termica recuperabile pari a 39 kW; il recupero termico avveniva mediante raffreddamento dei fumi e produzione di acqua calda da

70 a 85 °C. Tale macchina presentava dimensioni molto compatte, era equipaggiata con un catalizzatore allo scarico e con un controller elettronico per la gestione del funzionamento.

L'idea era di realizzare un sistema compatto per applicazioni condominiali, da installare in parallelo alla rete e alla caldaia condominiale. La diffusione del "Totem" fu tuttavia limitata dai seguenti fattori:

- Restrizioni legislative riguardanti la gestione della connessione e cessione dell'energia elettrica alla rete;
- Contemporanea tendenza del mercato verso la sostituzione dei vecchi impianti centralizzati a gasolio con caldaie a gas monofamiliari;
- Limitata affidabilità ed elevati costi di manutenzione del motore.

Oggi il settore della microcogenerazione si è diversificato sia per numero di produttori e modelli disponibili sul mercato, che in termini di tecnologie proposte (MCI, Stirling, MTG, Fuel cell). L'introduzione sul mercato di macchine ad assorbimento in grado di sfruttare input termici inferiori ai 100°C ha inoltre permesso l'affermazione di impianti trigenerativi in grado di estendere significativamente il periodo di funzionamento annuale del cogeneratore.

## 2.4 Parametri caratteristici

Nel presente capitolo vengono presentati alcuni indici energetici utili sia alla valutazione dei vantaggi conseguibili mediante un impianto cogenerativo, rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, che al confronto tra le diverse soluzioni cogenerative. Tutti gli indici presentati sono riferiti a grandezze integrate su base annua ed al netto dei consumi ausiliari.

### **Rendimento elettrico netto:**

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{m_f \cdot PCI_{fuel}}$$

Definito come rapporto fra l'energia elettrica netta prodotta e l'energia termica introdotta nel sistema con il combustibile, valutata con riferimento al potere calorifico inferiore (PCI).

### **Rendimento termico netto:**

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{m_f \cdot PCI_{fuel}}$$

Definito come rapporto fra l'energia termica netta prodotta e l'energia termica introdotta nel sistema con il combustibile.

**Rendimento di I principio** o fattore di utilizzo del combustibile:

$$\eta_{TOT} = \frac{E_{el} + Q_{th}}{m_f \cdot PCI_{fuel}}$$

Definito come rapporto fra la somma degli effetti utili e l'energia termica introdotta nel sistema con il combustibile. E' sempre minore dell'unità nei sistemi cogenerativi privi di pompe di calore a causa delle inevitabili perdite termiche, meccaniche ed elettriche. Con la presenza delle pompe di calore, al numeratore interviene un apporto gratuito di calore prelevato dell'ambiente che permette di raggiungere valori superiori all'unità.

**Rendimento elettrico equivalente:**

$$\eta_{el,eq} = \frac{E_{el}}{m_f \cdot PCI_{fuel} - (Q_{th} / \eta_{th,rif})}$$

Definito come rapporto fra l'energia elettrica netta prodotta e l'energia chimica introdotta nel sistema con il combustibile, diminuita dell'energia primaria equivalente all'energia termica recuperata dal cogeneratore. Quest'ultima viene calcolata come rapporto tra l'energia termica effettivamente recuperata e un rendimento di riferimento pari a:

	$\eta$ termico di riferimento
<b>Utenze residenziali</b>	0.85
<b>Utenze industriali</b>	0.90

*Tab.3.1.1 Rendimenti termici di riferimento*

**Il rendimento di II principio:**

$$\eta_{II} = \frac{E_{el} + EX_{Qth}}{m_f \cdot EX_{fuel}}$$

Definito come rapporto fra gli effetti utili e l'energia termica introdotta nel sistema con il combustibile, entrambi pesati in funzione della funzione di stato exergia. In accordo al secondo principio della termodinamica, tale rendimento risulta sempre inferiore all'unità.

Poiché nelle applicazioni cogenerative il calore recuperato viene utilizzato in quanto tale e non dedicato alla produzione di EE in un ciclo secondario, la caratterizzazione dei gruppi cogenerativi avviene generalmente mediante il binomio rendimento elettrico – rendimento di primo principio.

**Rapporto di energia primaria PER (Primary Energy Ratio):**

$$PER = \frac{\frac{E_{el}}{\eta_{el,rif}} + \frac{Q_{th}}{\eta_{th,rif}}}{m_f \cdot PCI_{fuel}}$$

Noti i valori di energia elettrica e termica prodotti dal cogeneratore su base annua, PER è definito come rapporto tra l'energia primaria necessaria alla produzione separata delle medesime quantità di energia termica ed elettrica e l'energia effettivamente introdotta nel sistema sotto forma di energia chimica contenuta nel combustibile.

Uno scostamento positivo rispetto al valore unitario indica quindi un risparmio energetico rispetto alla produzione separata di EE e calore.

Il rendimento termico di riferimento è riportato in tab. 3.1.1 mentre il rendimento elettrico di riferimento, in accordo alla direttiva AEEG per la cogenerazione, viene definito in base alla taglia dell'impianto cogenerativo, come riportato nella tabella seguente:

Potenza nom. [MW <sub>el</sub> ]	Gas naturale, GPL, gasolio	Altri combustibili
< 1	0.4	0.23 – 0.25
1-10	0.41	0.25 – 0.36
10 - 25	0.44	0.27 – 0.38
25 – 50	0.48	0.28 – 0.39
50 – 100	0.5	0.28 – 0.39
100 – 200	0.51	0.28 – 0.39
200 - 300	0.53	0.28 – 0.39
300 – 500	0.55	0.28 – 0.41
> 500	0.55	0.28 – 0.43

Tab.3.1.2 Rendimenti elettrici di riferimento

**Indice di risparmio energetico IRE:**

$$IRE = 1 - \left( \frac{1}{PER} \right) = \frac{E_{prod,separata} - E_{fuel}}{E_{prod,separata}} = 1 - \frac{E_{fuel}}{\left( \frac{E_{el}}{\eta_{el,rif} \cdot p_{grid}} + \frac{Q_{th}}{\eta_{th,rif}} \right)}$$

Definito come rapporto tra l'energia primaria risparmiata grazie alla cogenerazione e l'energia primaria necessaria alla produzione separate dalla stessa quantità di energia termica ed elettrica.

Il rendimento elettrico assunto come riferimento viene corretto mediante il fattore  $p_{grid}$  per considerare l'effetto delle perdite di rete. Per gli impianti di microgenerazione ad uso residenziale, allacciati alla rete BT, tali perdite possono essere mediamente assunte pari a 0.038, da cui un valore  $p_{grid}$  pari a 0.962.

### Rapporto LT (limite termico):

$$LT = \frac{Q_{th}}{Q_{th} + E_{el}}$$

Definito come rapporto tra energia termica ed energia totale prodotta.

### Indice elettrico k:

$$k = \frac{E_{el}}{Q_{th}}$$

Definito come rapporto tra energia elettrica ed energia termica prodotta.

Il rapporto k varia in base al tipo di impianto e alla modalità di funzionamento (per esempio nel caso di un ciclo a vapore a contropressione è funzione delle condizioni fisiche del vapore all'uscita della turbina e del carico della macchina stessa).

Per ogni impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore si può definire un indice elettrico di massimo recupero termico, caratteristico della tecnologia adottata e dalla temperatura a cui è richiesto il calore, come riportato nella tabella seguente:

Tipo di impianto	k (massimo recupero termico, utenza residenziale)	K (massimo recupero termico, utenza industriale)
Turbina a vapore a contropressione	0.45	0.3
Turbina a vapore a spillamento	0.45	0.3
TG con recupero termico	0.55	0.4
CC	0.95	0.75
MCI	0.75	0.6

Tab.3.1.3 Indici elettrici di massimo recupero termico

Più l'indice elettrico di un impianto si scosta positivamente dal relativo indice di massimo recupero termico, più il rendimento elettrico equivalente ed indice IRE diminuiscono, ad indicare una parziale dissipazione del calore generato (il denominatore di k decresce). Al fine di premiare la cogenerazione in condizioni di massimo recupero termico, l'energia elettrica prodotta può essere divisa in due

frazioni: una qualificabile come cogenerativa (meritevole di incentivi), l'altra qualificabile come prodotta in modo convenzionale. In particolare si può ritenere che l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa sia solo quella corrispondente ad un virtuale utilizzo del cogeneratore in condizioni di massimo  $k$  termico. Essa può quindi essere calcolata come  $EE_{cog} = Q_{th} \cdot K_{max}$ . La quota restante viene invece considerata come non cogenerata  $EE_{tradiz} = EE_{prodotta} - EE_{cog}$ .

In generale un recupero integrale dell'energia termica prodotta si traduce in un riconoscimento di tutta l'EE prodotta come cogenerativa.

## 2.5 Quadro normativo

Le delibera dell'AEEG n. 42 del 19 marzo 2002, in vigore fino al 31/12/2010, determina le condizioni affinché un impianto possa essere definito cogenerativo ad alto rendimento e possa dunque avvalersi delle agevolazioni previste: è necessario il raggiungimento di un valore IRE che sia maggiore o uguale al 10% e un valore del rapporto LT superiore al 15%.

In base alla Direttiva 2004/8/CE, recepita dal D.Lgs. 20/07, a partire dal 2011 entreranno in vigore dei nuovi criteri. Le condizioni da rispettare saranno:

- IRE = PES (Primary Energy Saving) > 0,1
- IRE = PES > 0 per impianti di piccola cogenerazione (e quindi micro cogenerazione)

Il Limite Termico verrà sostituito da un criterio di calcolo dell'energia elettrica considerata come cogenerativa, secondo la seguente casistica:

- Caso A  $\eta_{el} + \eta_{th} > 0,75 \rightarrow$  tutta l'energia elettrica prodotta è "cogenerativa"
- Caso B  $\eta_{el} + \eta_{th} < 0,75 \rightarrow$  è "cogenerativa" l'energia elettrica pari a  $C \cdot E_{tot}$

Dove  $C$  è l'indice elettrico di massimo recupero termico ed  $E_{tot}$  è l'energia elettrica totale prodotta dall'impianto.

In base alle prescrizioni riportate nella normativa AEEG 42/02, un impianto di cogenerazione di potenza elettrica inferiore ad 1 MW<sub>el</sub>, deve confrontarsi con valori di rendimento termico ed elettrico in produzione separata molto bassi, ottenendo facilmente un IRE > 0.1 e quindi il riconoscimento di cogeneratore.

I rendimenti termici di riferimento sono rispettivamente 80% per uso civile e 90% per uso industriale, mentre i rendimenti elettrici sono riportati nella tabella 3.1.2.

Per quanto riguarda applicazioni nel settore residenziale di piccola taglia (< 5 kW<sub>el</sub>), dove non è possibile utilizzare il calore cogenerato in frigoriferi ad assorbimento (non disponibili commercialmente per taglie così piccole), per rispettare i limiti imposti dalla delibera richiamata è necessario recuperare integralmente il calore prodotto dal cogeneratore, ad esempio attraverso il funzionamento in modalità "termico segue" o con una logica di ottimizzazione giornaliera e un adeguato accumulo termico.

Per applicazioni plurifamiliari, con potenza maggiore alla decina di kW, è possibile prevedere l'utilizzo di macchine ad assorbimento mediante configurazioni rigenerative. Tali impianti risultano generalmente più complessi ma permettono di incrementare sensibilmente il fattore di utilizzo del cogeneratore.

Una volta ottenuto il riconoscimento di unità cogenerativa, una macchina per la produzione combinata di energia elettrica e termica ha diritto ad una serie di benefici, che in maniera più o meno marcata incidono sul ritorno economico dell'investimento:

- Priorità di dispacciamento, al pari dell'energia elettrica da fonte rinnovabile (D.Lgs. 79/99)
- Condizioni agevolate di cessione dell'energia elettrica al gestore di rete locale, in base alla delibera AEEG 34/05 e dal 1 gennaio 2008 alla delibera 280/07, per impianti di potenza elettrica minore di 10 MVA
- Scambio sul posto dell'energia elettrica (D.Lgs. 20/07, ARG/elt 74/08)
- Parziale defiscalizzazione di parte del combustibile
- Accesso ai titoli di efficienza energetica TEE, secondo i DM 20 luglio 2004.

Il primo punto assicura la cessione alla rete dell'energia non auto consumata e risulta fondamentale per l'esercizio di qualsiasi impianto cogenerativo che non funzioni puramente in modalità "elettrico segue".

I tre punti successivi riguardano la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta ed il prezzo di acquisto del gas naturale, fattori che assumono un'importanza primaria nel definire la fattibilità economica degli impianti cogenerativi.

L'ultimo punto rappresenta invece il principale sostegno agli investimenti sulla cogenerazione secondo quanto previsto del D.Lgs. 20/07.

### **2.5.1 I Titoli di Efficienza Energetica**

Perché un processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia abbia successo, deve essere accompagnato da una attenta politica di incentivi, in grado di incoraggiare i "nuovi operatori" che si muovono nella direzione desiderata. E, nel caso dell'Europa, la direzione è esplicitamente quella di favorire l'aumento di offerta di energia da fonti rinnovabili e l'aumento dell'efficienza energetica.

L'Italia ha risposto bene a queste esigenze di incentivazione, attraverso i due strumenti dei certificati Verdi (CV) e dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

In particolare il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica è visto a livello europeo come uno strumento efficace per la promozione dell'uso razionale dell'energia tanto che la Commissione Europea segue da vicino il processo di evoluzione del mercato italiano dei TEE, nella convinzione che esso possa essere esteso efficacemente agli altri paesi dell'Unione Europea. Gli obiettivi prefissati per l'Italia in termini di risparmio di energia primaria mediante il sistema dei TEE variano dai 2,2mln di Tep del 2008 fino a 6mln di Tep nel 2012.

Un TEE equivale al risparmio di **1 Tep** (tonnellata equivalente di petrolio), ossia a 41,860 GJ di energia primaria (11628 kWh). Tale risparmio può essere ottenuto mediante interventi di miglioramento dell'efficienza nei consumi finali di energia: dagli impianti di illuminazione alle caldaie ed al miglioramento dell'isolamento termico degli edifici, dai pannelli solari termici alla cogenerazione, dai motori elettrici agli interventi sui processi industriali.

Si ricorda inoltre che i titoli ottenuti sono sommabili alle detrazioni fiscali al 55% previste alle ultime due leggi finanziarie per interventi che comportino un risparmio energetico degli edifici e alla maggior parte degli incentivi regionali.

Per ciascun intervento, in funzione delle unità installate o sostituite e delle relative grandezze caratteristiche, viene calcolata l'energia annua risparmiata rispetto alla situazione base e viene rilasciato un numero di TEE corrispettivo.

Per alcuni interventi, tra i quali ricade la cogenerazione, il risparmio computato ai fini del rilascio dei certificati viene stabilito a *preventivo* sulla base di apposite schede definite dall'AEEG, ed in funzione del numero di unità installate o dei kWh prodotti a progetto (es: solare termico, sostituzione infissi, cogenerazione, teleriscaldamento, etc). In altri casi è necessaria l'approvazione di una procedura di misura e valutazione dei risparmi da effettuarsi a *consuntivo* (ricadono in questa casistica alcuni interventi di interesse nel settore delle agroenergie quali caldaie alimentate a biomassa).

Il rilascio dei TEE ha generalmente una durata pari a **cinque anni** dall'avvio del progetto.

Esistono inoltre diverse tipologie di TEE, in funzione dell'ambito di applicazione e della tipologia di energia coinvolta:

- **Titoli di tipo I:** certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica,
- **Titoli di tipo II:** certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di gas naturale,
- **Titoli di tipo III:** certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di altri combustibili fossili,
- **Titoli di tipo IV:** certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di altri combustibili fossili utilizzati per l'autotrazione.

I TEE possono essere rilasciati ai distributori, alle aziende ad essi collegate o da essi controllate, alle società di servizi energetici (in particolare le Energy Service Company o ESCO) appositamente accreditate presso l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ed alle aziende e enti che abbiano nominato un *energy manager* ai sensi dell'articolo 19 della Legge 10/91.

Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica rappresenta di fatto il principale supporto economico alla diffusione degli impianti cogenerativi ed è regolato in base alle condizioni del D.lgs. 20/07/2004, come aggiornato dal D.lgs. 21/12/2007.



I contenuti di tali decreti schematizzabili in quattro punti base:

- **L'obbligo** da parte dei grandi distributori di energia di ottenere un certo numero di certificati bianchi (TEE) effettuando interventi presso i propri clienti che portino a risultati di miglioramento delle tecnologie e di risparmio energetico, o acquistandoli sul mercato.  
A tale obbligo sono assoggettati i grandi operatori e le aziende distributrici che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.  
Ai distributori obbligati viene inoltre riconosciuto un contributo in denaro pari a 88,92 Euro per ogni TEE annullato (è stato pari a 100 € per ogni TEE negli anni passati) a parziale copertura dei costi da loro sostenuti per la realizzazione degli interventi di efficienza energetica o per l'acquisto dei titoli stessi.
- **Il diritto** degli operatori che attuano interventi di efficienza energetica (i grandi distributori e altri soggetti) di ricevere dal Gestore del Mercato Elettrico i Certificati che attestano il risparmio conseguito.
- **La negoziabilità** dei TEE all'interno della relativa borsa affidata al Gestore del Mercato Elettrico o mediante contratti bilaterali esterni alla borsa, i cui volumi e prezzi devono essere comunicati al GME. I Certificati hanno validità pluriennale: i beneficiari non hanno quindi l'obbligo di utilizzarli solo per l'anno cui sono riferiti, ma possono servirsene a copertura dell'obbligo, o venderli, anche negli anni successivi a quello di emissione.
- **Il controllo** tecnico del sistema da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) e il controllo del mercato dei Certificati da parte del Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Si tratta di un meccanismo che mira ad una riduzione dei consumi energetici, a parità di servizio per l'utente finale, il quale viene coinvolto mediante l'introduzione di contributi tariffari per coprire parte dei costi legati agli interventi di efficienza svolti.

Indirettamente, inoltre, tale meccanismo consente di limitare il tasso di crescita della richiesta energetica, mantenendo inalterati i servizi per i consumatori finali.

In tal modo viene favorita una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> ed una sensibilizzazione dei soggetti agenti in questo settore, esposti in prima persona nella ricerca di tecnologie particolarmente efficienti.

Il prezzo di vendita sul mercato dei certificati bianchi relativi al secondo semestre del 2009 è riportato in tabella 3.1.4, estratta dal rapporto semestrale sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, pubblicato dal GME.

	<b>Tipo I</b>	<b>Tipo II</b>	<b>Tipo III</b>
Numero TEE scambiati	290'771	164'309	20'331
Controvalore [€]	23'995'388	13'291'403	1'647'709
Prezzo minimo [€]	75.00	74.00	72.00
Prezzo massimo [€]	86.60	96.00	97.50
Prezzo medio ponderato [€]	82.52	80.89	81.04

Tab.3.1.4 Prezzi di scambio dei TTE Luglio-Dicembre 2009 [5]

Nel caso di un'applicazione cogenerativa destinata alla produzione di calore per riscaldamento di ambienti e produzione di acqua calda sanitaria, il risparmio di energia primaria conseguito viene calcolato sulla base dell'indice di risparmio energetico (IRE) dell'impianto e del calore utile prodotto  $Q_{th}$ , quindi convertito in tonnellate di petrolio equivalente:

$$ES[tep] = \frac{IRE\%}{100} * Q_{th}[MWh] * \frac{0,086[tep/MWh]}{\eta_{th,rif}}$$

dove il rendimento di riferimento per la generazione termica  $\eta_{th,ref}$  viene posto pari a 0,8. Da notare che il calore utile prodotto  $Q_{th}$  viene inteso come la quantità di calore effettivamente generata e consumata per la sola produzione di acqua calda e per il riscaldamento.

Si ricordano infine le principali norme che regolano la materia:

- La Legge 14 novembre 1995, n. 481, che introduce le norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità;
- Il D.lgs 16 marzo 1999, n. 79 e il Dlgs 23 maggio 2000, n. 164, che attuano rispettivamente la direttiva sulle norme comuni per il mercato interno dell'elettricità e del gas naturale;
- Il Dm 20 luglio 2004, come modificato dal Dm 21 dicembre 2007 che determina gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e gas e regolano il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica;
- Numerose Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tra cui:
  - o la 103/03 (e successive modifiche) con cui l'Autorità ha emanato le Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti e definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE;
  - o la 234/02, la 111/04 e la 70/05 con cui ha definito e approvato le diverse schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria.

### **2.5.2 Scambio sul posto**

Il servizio di scambio sul posto rappresenta ad oggi l'unica reale configurazione operativa possibile per impianti di cogenerazione residenziali, risultando fruibile da impianti cogenerativi "ad alta efficienza", aventi potenza elettrica nominale inferiore a 200kW.

Esso si configura come una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento, con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Tale servizio è erogato da un unico soggetto su base nazionale (il Gestore dei Servizi Energetici - GSE) e regolato secondo la deliberazione 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, come modificata e integrata dalle seguenti:

- deliberazione 16 dicembre 2008 – ARG/elt 184/08;
- deliberazione 8 gennaio 2009, ARG/elt 1/09;
- deliberazione 9 dicembre 2009, ARG/elt 186/09

Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW è stato introdotto dall'articolo 6, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07. In particolare, tale articolo prevede che la regolazione dello scambio sul posto tenga conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti.

Per l'accesso al servizio di scambio sul posto sono necessarie le seguenti condizioni:

- L'utente dello scambio è 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 è titolare o dispone di:
  - a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino 200 Kw entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 (in caso contrario, fino a 20kW). Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale;
  - b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.
- L'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- Il punto di connessione dell'utente dello scambio (attraverso cui l'energia elettrica è immessa e prelevata) alla rete è unico.

La figura seguente evidenzia uno schema di connessione e di misura che rende possibile l'accesso allo scambio sul posto, mediante presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete.

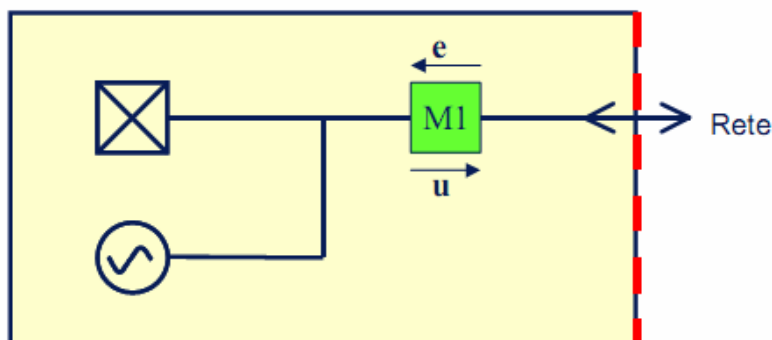


Fig. 3.1.4 Esempio di configurazione per lo scambio sul posto

La normativa vigente prevede inoltre che la responsabilità del servizio di misura (comprensivo di installazione, della manutenzione del misuratore oltre che della raccolta, registrazione e validazione delle misure) sia in capo all'impresa distributrice.

### Valorizzazione dell'energia prodotta

La normativa prevede che l'utente dello scambio sul posto acquisti l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un *qualsiasi venditore* e che il GSE prenda in consegna l'intera quantità di energia elettrica immessa, vendendola sul mercato e regolando i contratti di trasmissione, distribuzione e di dispacciamento con le imprese distributrici e con Terna.

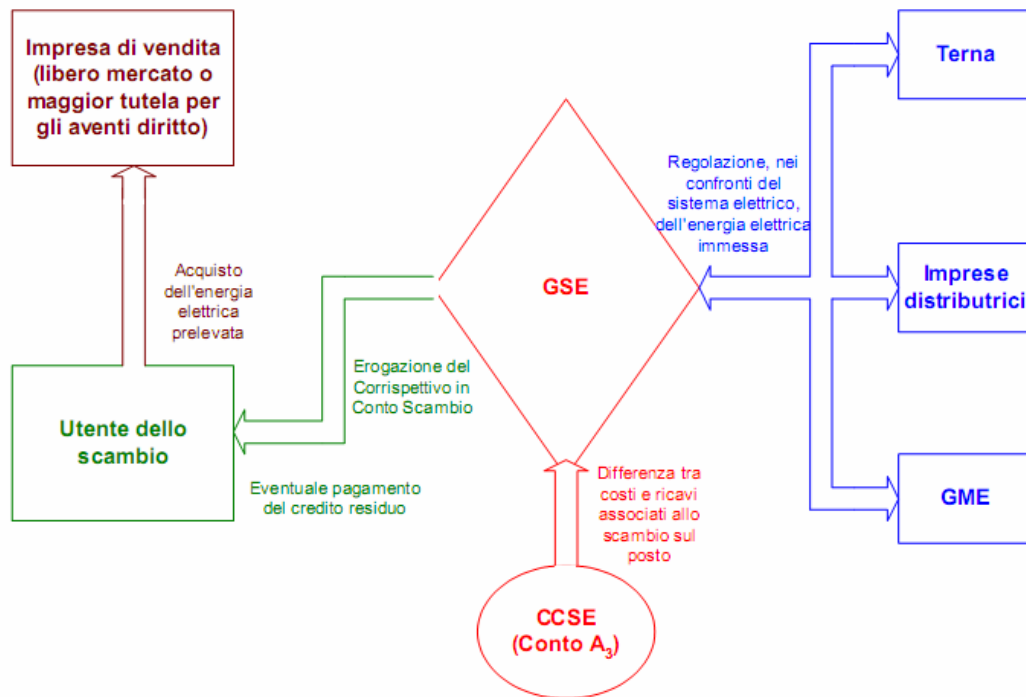
Il GSE eroga quindi all'utente dello scambio un contributo finalizzato:

- Alla compensazione economica tra il **valore associato all'energia elettrica immessa in rete** e il **valore associato all'energia elettrica prelevata**. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore, a scelta dell'utente dello scambio, viene **liquidato** o viene riportato a **credito** negli anni solari successivi senza scadenza;
- Alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari a quella immessa (energia "scambiata"), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasmissione, distribuzione e dispacciamento) e delle componenti A e UC (*solo nel caso di fonti rinnovabili*).

In particolare, l'energia **immessa** in rete viene valorizzata sulla base dei prezzi **zonali orari** che si formano sul mercato del giorno prima; nel caso in cui non sia disponibile la misura oraria dell'energia elettrica immessa, viene associato un prezzo coerente con i dati di misura disponibili (ad esempio, a misure per fasce

orarie dell'energia elettrica immessa si associa un prezzo zonale medio per ciascuna fascia oraria).

La figura seguente schematizza il ruolo del GSE nei confronti dell'utente, di Terna e delle imprese distributrici.



*Fig. 3.1.5 Regolazione del servizio di scambio sul posto*

Per approfondimenti si rimanda alla deliberazione 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 ed alla relativa relazione tecnica, aggiornata al 9 dicembre 2009 [18].

### 2.5.3 Defiscalizzazione del combustibile

La defiscalizzazione del combustibile costituisce l'unica (seppur modesta) forma di incentivazione oltre ai TEE, disponibile per impianti cogenerativi di piccola taglia.

Le imposte di consumo sul gas naturale sono di tre tipi:

- Imposta di consumo
- Imposta addizionale regionale (che può variare da 0 a 2,58 c€/m<sup>3</sup>)
- IVA

Le somme delle prime due, per utilizzi del gas industriali o assimilati (alberghi, ristoranti, impianti sportivi, etc), ammonta a circa 1,8 c€/m<sup>3</sup>, mentre per usi civili la quota è di un ordine di grandezza superiore, circa 20 c€/m<sup>3</sup>.

L'imposta sul valore aggiunto è invece pari al 20%, fatta eccezione i primi 480 m<sup>3</sup>/anno relativi ad uso civile e per alcuni altri usi particolari.

In base alla Legge 448/98 e alla delibera dell'AEEG 16/98, viene applicata un'imposta agevolata, pari a 0.045c€/Nm<sup>3</sup> (come somma della prime due voci), su un ammontare da gas pari a 0,25 m<sup>3</sup> per ogni kWh<sub>el</sub> prodotto (tutto il gas risulta quindi defiscalizzato se l'impianto ha un rendimento elettrico maggiore o uguale al 40%). Tale imposta viene ulteriormente ridotta del 70% nel caso in cui il titolare dell'impianto si configuri come autoproduttore (D.Lgs 16 mar 1999 n.79).

L'IVA viene inoltre posta pari al 10% nel caso più generale in cui il gas naturale sia utilizzato per produzione elettrica (D.P.R. 633/72).

Per combustibili diversi dal gas naturale, sono previste defiscalizzazioni analoghe che si differenziano unicamente per l'entità di riduzione delle ascisse e per i valori soglia che permettono all'impianto di essere classificato come cogenerativo.

## 2.6 Tecnologie per la cogenerazione

Ad oggi esistono numerose tecnologie che permettono la generazione combinata di energia termica ed elettrica su piccola scala, ciascuna di esse caratterizzata da diversi parametri di rendimento, emissioni, costi specifici ed affidabilità.

E' importante notare come tutti i parametri citati presentino un'importanza fondamentale nella scelta del sistema; schematicamente si può affermare che:

- Il **rendimento elettrico** influisce in modo importante sul bilancio economico del sistema definendo, a parità di combustibile consumato, la ripartizione tra energia elettrica prodotta (caratterizzata da un elevato prezzo di vendita) ed energia termica autoconsumata (caratterizzata da una minor valorizzazione);
- Il contenimento delle **emissioni inquinanti** è fondamentale per ottenere benefici ambientali rispetto alla produzione separata (non implicitamente garantita dal raggiungimento di elevati rendimenti di primo principio), contenere la concentrazione *locale* degli inquinanti e favorire l'accettazione della cogenerazione distribuita come sistema alternativo alle tradizionali caldaie.
- Il **costo specifico** dell'impianto ( $\text{€/kW}_{\text{nom}}$ ) incide significativamente sul Pay Back Period dell'investimento, precludendo l'interesse commerciale verso tecnologie che, pur caratterizzate da ottimi parametri tecnici, presentano costi elevati.
- L'**affidabilità** del sistema, indice dello sviluppo stesso della tecnologia in oggetto, assume un ruolo importante per i sistemi di cogenerazione distribuita, per i quali frequenti fermate comportano disagi per l'utente ed elevati costi di manutenzione.

In generale, all'aumentare della taglia si assiste ad una riduzione dei costi specifici, accompagnata da un contenimento delle emissioni inquinanti per la possibilità di adottare sistemi di abbattimento più efficaci ed un incremento dei rendimenti elettrici netti. Si va da rendimenti di pochi punti percentuali per i sistemi termofotovoltaici a rendimenti superiori al 70% dei sistemi ibridi celle a combustibile + turbina a gas. In figura sono riportati gli intervalli di rendimento elettrico caratteristici delle diverse tecnologie, evidenziando la fascia di potenze di interesse per applicazioni monofamiliari e plurifamiliari (fino a qualche decina di abitazioni).

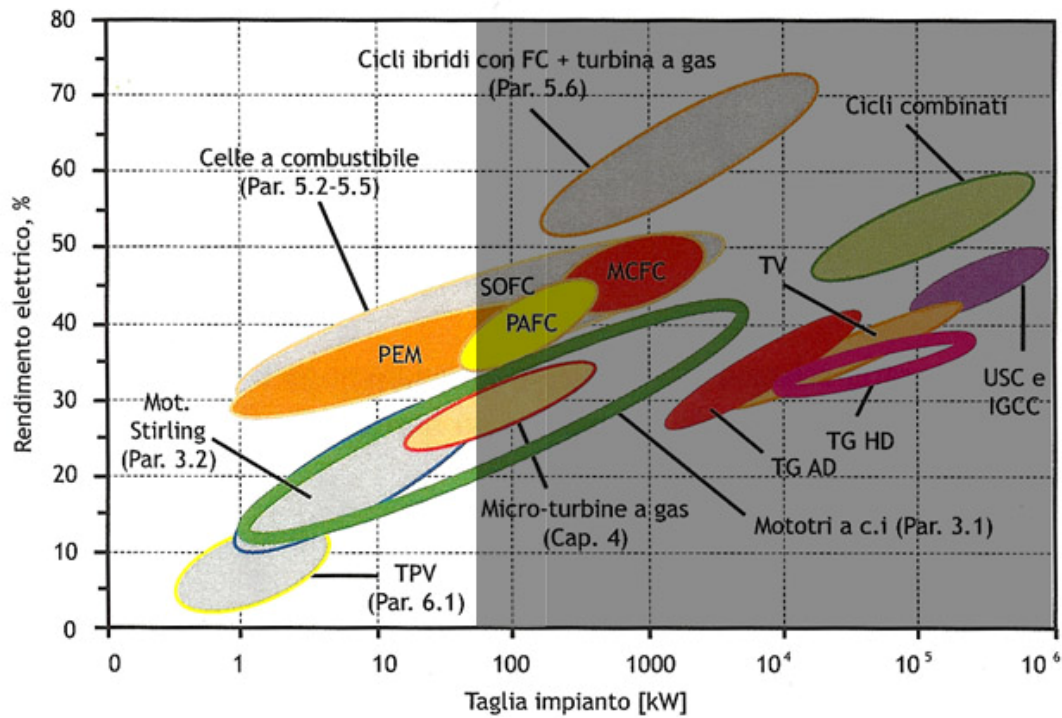


Fig. 3.1.6 Collocazione sul piano taglia/rendimento delle diverse tecnologie per la cogenerazione

E' possibile considerare anche il rendimento termico di recupero mediante una rappresentazione sul piano rendimento elettrico – termico che permette di valutare il rendimento di primo principio dei sistemi cogenerativi; sullo stesso piano è possibile tracciare la retta limite, costruita unendo i rendimenti di riferimento per la generazione separata di energia elettrica e calore, che colloca l'impianto in un punto di funzionamento con risparmio energetico (IRE positivo) tanto più grande quanto più il punto è distanziato da tale retta. Le tecnologie di microcogenerazione presenti sul mercato, quando operano con recupero di calore totale (ancor più quando recuperano il calore di condensazione), sono in grado di conseguire indici di risparmio energetico positivi, non solo quando sono confrontati con i parametri favorevoli della delibera AEEG (retta verde in figura) ma anche rispetto alle migliori soluzioni di tecnologia separata, (retta rossa in figura).



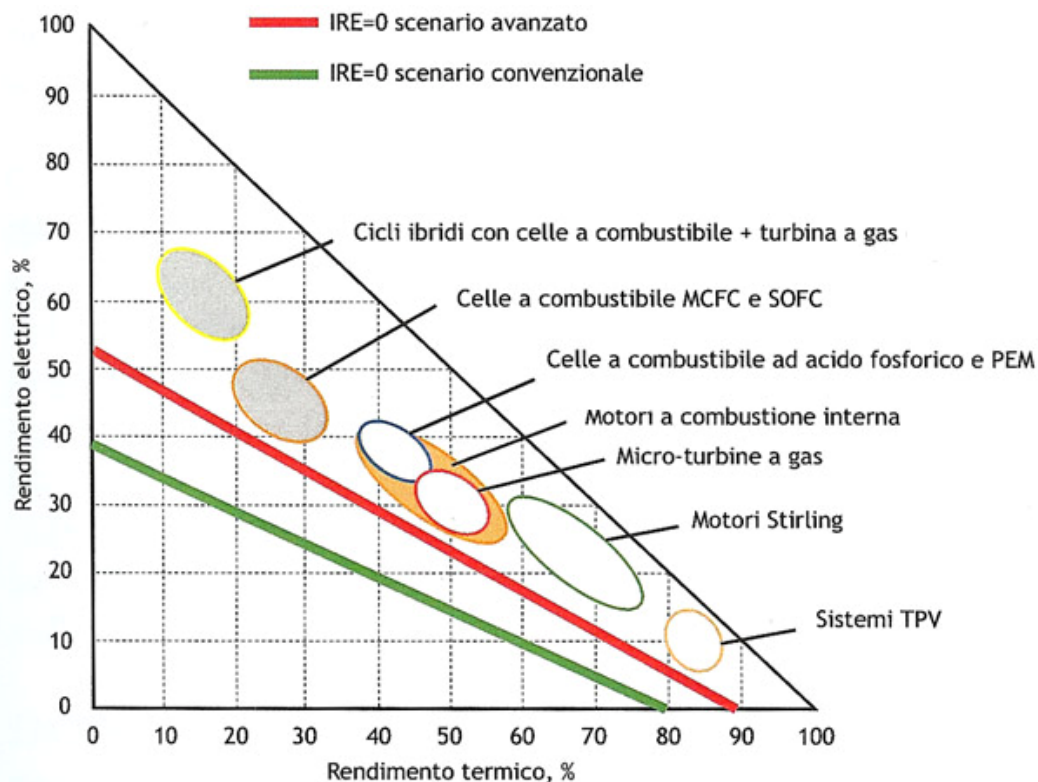


Fig. 3.1.7 IRE conseguibili mediante le diverse tecnologie per la cogenerazione

Nei paragrafi che seguono sono analizzate le principali tecnologie disponibili per applicazioni di taglia inferiore ai  $150\text{kW}_{\text{el}}$ . Si è scelto intenzionalmente di non entrare nei dettagli di funzionamento di ciascun sistema (trattazione che esulerebbe dalle finalità del presente lavoro), fornendo invece una serie di dati caratteristici utili ad individuare vantaggi e svantaggi di ciascuna tecnologia. Per approfondimenti si rimanda alla bibliografia ed ai testi specifici di ciascun settore.

### 2.6.1 Motori a combustione interna

I motori a combustione interna rappresentano ad oggi la scelta più frequente per impianti di piccola e piccolissima taglia, fornendo energia elettrica mediante l'accoppiamento ad un generatore sincrono abbinato ad un inverter ed energia termica dal recupero del calore dai fumi di scarico, dal fluido di raffreddamento, e dal circuito di lubrificazione.

I MCI hanno l'indubbio vantaggio di essere una tecnologia matura, conosciuta, applicata da tempo e caratterizzata da ampia diffusione in vari settori. Hanno raggiunto un'elevata affidabilità e presentano buoni rendimenti elettrici, accompagnati da costi specifici relativamente contenuti. Elementi di debolezza invece sono il costo di manutenzione piuttosto elevato, una certa rumorosità di funzionamento, la presenza di vibrazioni e la necessità di impiegare sistemi di abbattimento degli inquinanti per raggiungere livelli di emissioni ( $\text{NO}_x$ , CO) confrontabili con quelli delle migliori tecnologie concorrenti, quali le turbine a gas.

Nel campo della microgenerazione i MCI vengono spesso preferiti ad altre tecnologie (es. microturbine a gas), anche a parità di caratteristiche tecnico – economiche, per via della maggior predisposizione degli imprenditori a favore di tecnologie note e soluzioni tecniche largamente collaudate.

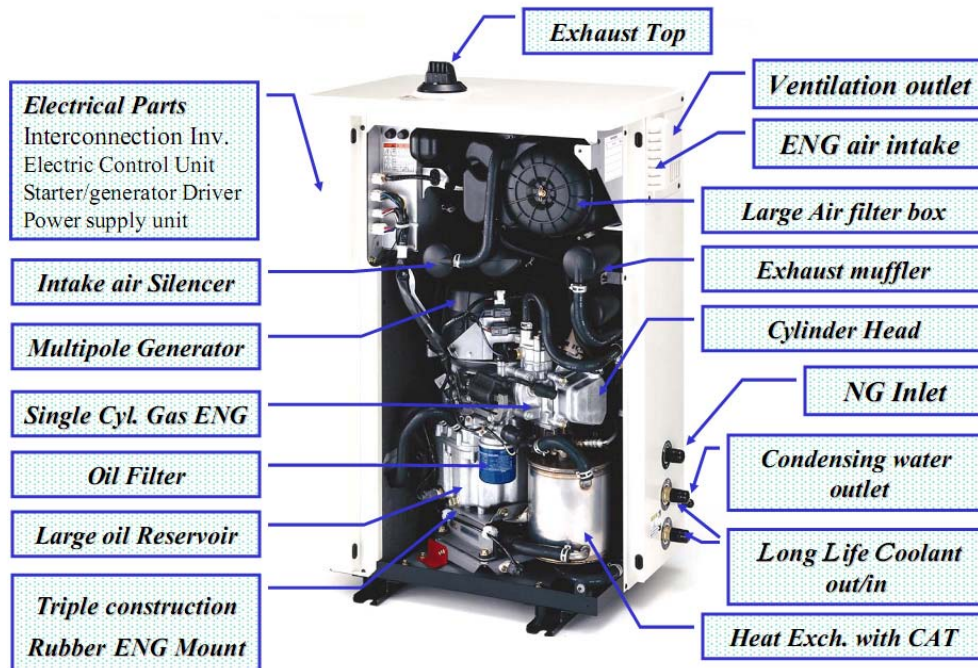


Fig. 3.1.8 Componenti del microgeneratore Ecowill 1kW<sub>el</sub>

### Influenza delle condizioni operative

I motori a combustione interna sono caratterizzati da un'ampia flessibilità di utilizzo, conseguenza del loro sviluppo nell'ambito della propulsione. Sono in grado di lavorare a differenti regimi di rotazione e a frazioni di carico molto diverse, passando rapidamente da una condizione di funzionamento all'altra, adattandosi anche a forti variazioni delle condizioni ambientali .

E' opportuno evidenziare come nell'impiego cogenerativo il motore operi generalmente a giri costanti (con una velocità di rotazione scelta in relazione alla frequenza di rete richiesta - 50 Hz - ed alle caratteristiche dell'alternatore utilizzato), variando semplicemente la potenza richiesta. Un'interessante prospettiva è collegata alla recente introduzione sul mercato di motori da 20 kW<sub>el</sub> e da 50 kW<sub>el</sub> con sistema ad inverter, che ne permette il funzionamento a velocità variabile con un minor penalizzazione del rendimento elettrico al variare del carico [10, 11].

Nelle figure seguenti sono riportati andamenti tipici relativi all'influenza della parzializzazione sul rendimento elettrico ed all'influenza della temperatura ambiente su rendimento e potenza elettrica massima disponibile.

Osservando in particolare l'andamento del rendimento elettrico, si può intuire come la gestione ottimizzata di un sistema cogenerativo abbinato all'HECU ed un accumulo termico che permettano il funzionamento dello stesso in condizioni sempre prossime a quelle nominali, possa dar luogo a significativi vantaggi dal punto di vista economico ed ambientale.

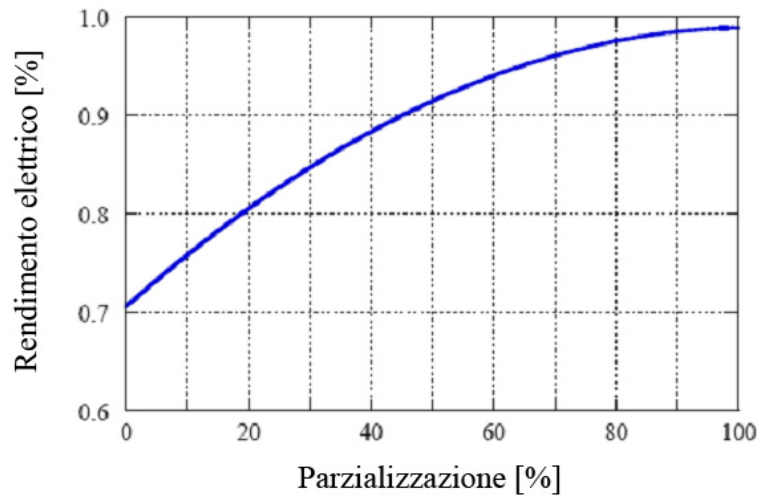


Fig. 3.1.9 Rendimento elettrico per MCI di piccola taglia

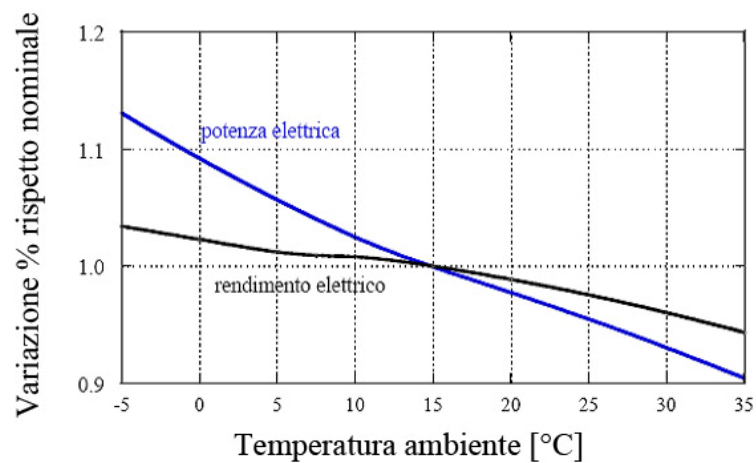


Fig. 3.1.10 Influenza della temperatura ambiente per MCI di piccola taglia

Dall'ultimo grafico si nota come la potenza risenta maggiormente delle variazioni di temperatura ambiente, in quanto essa determina la densità dell'aria aspirata nel cilindro, e quindi la quantità di combustibile iniettabile per ogni ciclo. Tale penalizzazione è comunque più contenuta rispetto a quanto accade per le turbine a gas.

Si ricorda infine come i parametri di potenza elettrica ed efficienza nominali siano generalmente riferiti alle condizioni ISO di 25°C e 101235 Pa; entrambi i parametri presentano generalmente un decremento relativo del 4% per ogni 300m di altitudine sopra i 300m.

## Emissioni inquinanti

I motori a combustione interna presentano generalmente emissioni inquinanti elevate, se paragonati con altre tecnologie che prevedano una combustione di tipo continuo come i motori Stirling o le Microturbine. Il motivo è da ricercare nella natura stessa dei motori, nei quali le reazioni di combustione avvengono all'interno del cilindro in tempi ridotti e con temperature molto variabili. Le principali emissioni inquinanti di un MCI sono:

- Monossido di carbonio (**CO**), che si forma ad alta temperatura per bassi valori del rapporto  $\alpha$  aria/combustibile (miscele ricche);
- Ossidi di azoto (**NO<sub>x</sub>**) la cui formazione è favorita dalle alte temperature di combustione;
- Idrocarburi incombusti (**HC**) generati dall'ossidazione incompleta che ha luogo nelle zone a bassa temperatura e per bassi valori del rapporto  $\alpha$
- Ossidi di zolfo (**SO<sub>x</sub>**) derivanti dall'ossidazione dello zolfo contenuto nel combustibile;
- Particolato (**PM**), tipico dei motori Diesel, formato da residui di combustione carboniosi che si aggregano in particelle di dimensioni maggiori.

Nel caso di motori alimentati a gas naturale, le emissioni sono sicuramente inferiori rispetto a motori diesel o benzina, escludendo sia la presenza di HC e PM (per la buona miscelazione aria-combustibile e l'elevato campo di infiammabilità di tale miscela) che gli SO<sub>x</sub> per l'assenza di zolfo nel combustibile. Il problema principale è quindi costituito dalle emissioni di CO ed NO<sub>x</sub> che devono essere confrontate con quelle relative alle caldaie che vanno a sostituire.

Per il contenimento di tali emissioni si agisce sul sistema di alimentazione (EGR e carica stratificata) sul processo di combustione (rapporto di compressione e turbolenza della carica) e sullo scarico (impiego di catalizzatori trivalenti con sonda lambda oppure, nel caso di motori a miscela magra, catalizzatori solo ossidanti) [12].

	NO <sub>x</sub> (mg/kWh <sub>el</sub> )	CO (mg/kWh <sub>el</sub> )	PM-10 (mg/kWh <sub>el</sub> )
Diesel [9]	9'000~12'000	400 ~ 900	200
<b>NG senza catalizzatore [9]</b>	<b>600 ~ 2600</b>	<b>1500 ~ 2700</b>	<b>10</b>
<b>NG con catalizzatore &lt; 10kW [9]</b>	<b>350 ~ 600</b>	<b>~ 900</b>	<b>10</b>
<b>NG con catalizzatore &gt; 50kW [13]</b>	<b>~ 200</b>	<b>~ 900</b>	<b>10</b>

Tab.3.1.5 Emissioni tipiche per MCI di piccola taglia

## Recupero termico

Il motore a combustione interna si presta all'utilizzo in cogenerazione in quanto il recupero termico è possibile senza modifiche al ciclo termodinamico, mediante scambiatori acqua/acqua posti sul circuito di raffreddamento e scambiatori acqua/aria posti sullo scarico.

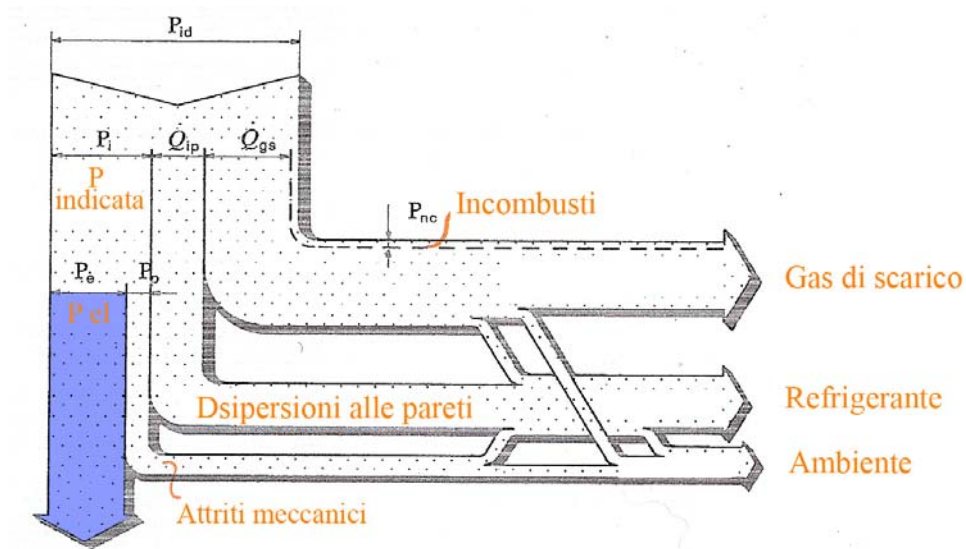


Fig. 3.1.11 Flussi energetici per un MCI di piccola taglia

Si hanno tipicamente due livelli di temperatura da cui è possibile recuperare calore:

1. Bassa temperatura (fino a  $\sim 90$  °C):
  - a. Intercooler (se presente)  $T \approx 150$ °C  $Q \approx 13$  %
  - b. Circuito di raffreddamento  $T \approx 90$ °C  $Q \approx 25$  %
  - c. Olio del sistema di lubrificazione  $T \approx 80$ °C  $Q \approx 12$  %
2. Temperatura intermedia (fino a  $400$  °C):
  - a. Scambiatore gas combusti  $T \approx 400$ °C  $Q \approx 50$  %

Nell'ambito della cogenerazione ad uso residenziale, l'unica utenza ad alta temperatura è costituita dalla macchina ad assorbimento (per altro presente solo nel caso di impianto plurifamiliari, come illustrato nel cap XXX) che richiede un input termico con temperature dell'ordine dei  $100$ °C.

L'elevato tenore di  $\text{NO}_x$  presente nei gas di scarico esclude solitamente la possibilità di effettuare un recupero a condensazione, anche nel caso in cui il livello termico dell'utenza sia sufficientemente basso ( $<40$ °C), per via dell'elevata aggressività delle condense.

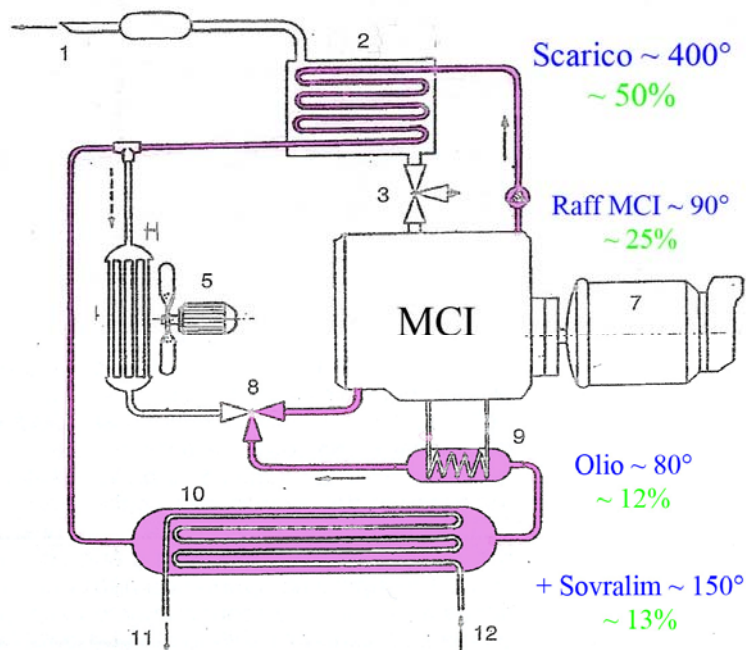


Fig. 3.1.12 Recuperi termici conseguibili da un MCI di piccola taglia

### Modelli commerciali

Esistono ad oggi sul mercato moltissimi costruttori di motori e package cogenerativi con taglie che vanno da pochi kWel fino a circa 5-7 MWel. La tabella seguente fornisce indicazioni su rendimenti e costi di alcuni motori di taglia compatibile con le applicazioni monofamiliari e plurifamiliari trattate nel presente lavoro.

Costi e caratteristiche	Potenza elettrica [kW]	$\eta$ elettrico [%,PCI]	Potenza termica [kW]	$\eta$ I principio [%,PCI]	Costo specifico. [€/kWel]	Costo manut. [c€/kWh]
Honda Ecowill	1	20%	3.25	85%	<b>6000</b>	2.0
Senertec Dachs	5	26%	12.1	89%	<b>2600</b>	1.6
Toyota AISIN	6	29%	11.7	85%	<b>3100</b>	n/a
EnergiaNova TANDEM T20	20	29%	48	90%	<b>1450</b>	3.0
Energifera Tema 30	28	28%	56	84%	<b>1500</b>	1.8
Thermital MTN 30	30	30%	58	88%	<b>1450</b>	n/a
Thermital MTN 50	50	37%	70	89%	<b>1450</b>	n/a
Intelligenpower 55	55	32%	91	86%	n/a	n/a

Tab.3.1.6 Caratteristiche e costi di alcuni MCI di piccola taglia presenti sul mercato

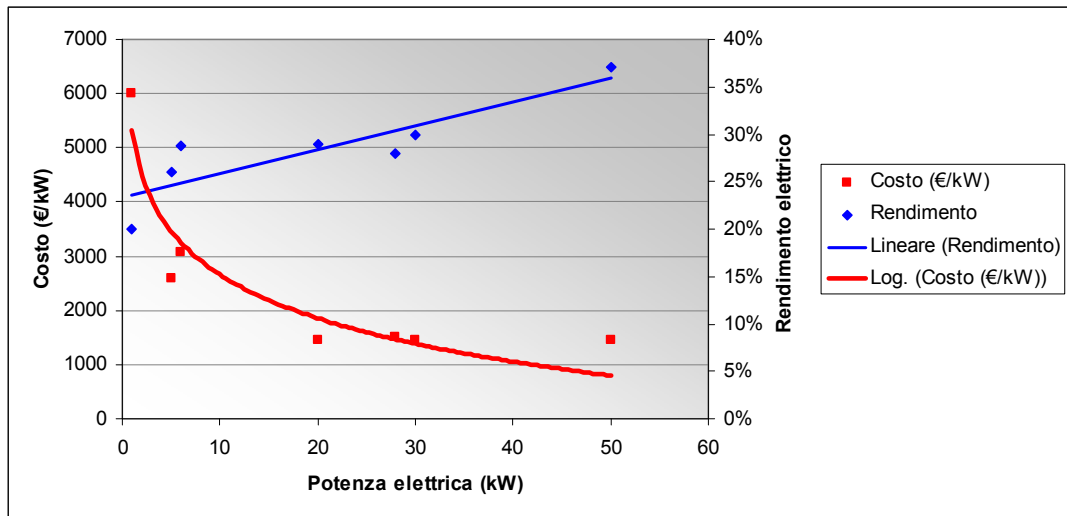


Fig. 3.1.13 Curve di costo specifico e di rendimento elettrico per MCI di piccola taglia

La vita utile dei cogeneratori presentati è compresa, a seconda dei modelli, tra le 40'000 e le 80'000 ore di funzionamento; sono generalmente previsti intervalli di manutenzioni ogni 3'000 ~ 6'000 ore.

### 2.6.2 Motori Stirling

La caratteristica principale che contraddistingue i motori Stirling dai motori alternativi a combustione interna, è la realizzazione di una combustione esterna che permette di ottenere basse concentrazioni di inquinanti allo scarico, accompagnate da un funzionamento regolare, silenzioso ed esente da vibrazioni, da costi di manutenzione ridotti ed una vita utile molto estesa (40000 – 60000 ore). Per contro tali sistemi presentano costi specifici molto elevati per taglie piccolissime (pochi kW) e non sono disponibili per taglie >100kW, risultando effettivamente competitivi solo per taglie intorno ai 50kW el.

Grazie alla combustione esterna è inoltre possibile utilizzare combustibili meno pregiati rispetto al gas naturale o alimentare il sistema mediante calore di scarto da altre lavorazioni, purché fornito ad una temperatura di almeno 250-300 °C.

I rendimenti elettrici presentano, a parità di potenza nominale, valori inferiori rispetto ai motori alternativi a combustione interna, risultando compresi nell'intervallo 10-35% con una forte dipendenza dalla taglia.



Fig. 3.1.14 Unità cogenerativa Stirling SOLO

### Influenza delle condizioni operative

Grazie alla combustione esterna ed alla possibilità di modulare la potenza termica della fiamma e la velocità di funzionamento del motore, il ciclo stirling presenta rendimenti sostanzialmente costanti al variare della parzializzazione, con valori di potenza minima pari a circa il 30% della potenza nominale.

A titolo di esempio si riporta l'andamento di rendimento elettrico, rendimento termico e potenza elettrica dell'unità SOLO Stirling 161,9 kWel [9].

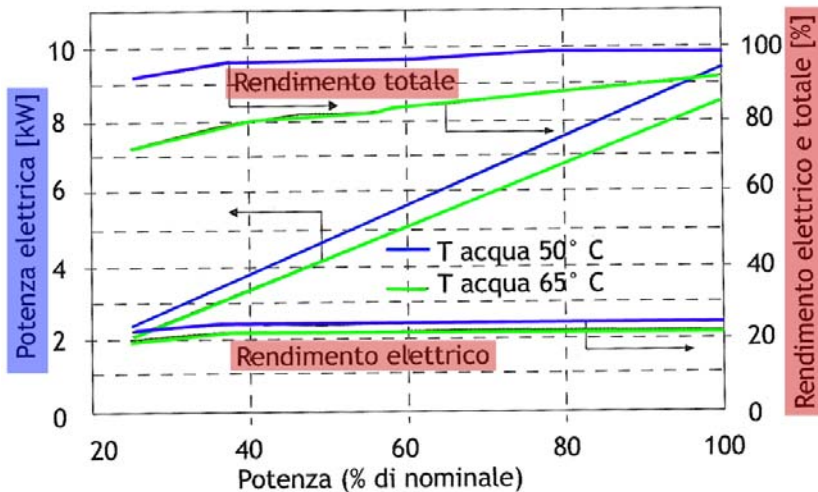


Fig. 3.1.15 Influenza della parzializzazione sulle prestazioni dei motori Stirling

Il ciclo chiuso risulta inoltre indifferente alla temperatura ambiente, permettendo di ottenere elevate efficienze elettriche anche nel periodo estivo. Esso risulta invece sensibile alla temperatura del recupero termico, presentando un decadimento del rendimento all'aumentare della stessa.



## Emissioni

La possibilità di utilizzare processi di combustione esterna stazionari con le modalità di controllo più moderne permette ai motori Stirling di ottenere livelli di emissione oltre 10 volte inferiori rispetto ai motori a ciclo Otto senza catalizzatore, e comparabili a quelle di cicli Otto catalizzati.

**Tab 1. Emissioni tipiche motori Stirling**

<b>Emissioni</b>	<b>NO<sub>x</sub> (mg/kWh<sub>el</sub>)</b>	<b>CO (mg/kWh<sub>el</sub>)</b>
Modelli attuali [9]	<b>~1'000</b>	<b>480</b>
Combustione premiscelata <sup>(1)</sup> [9,14,15]	<b>~240</b>	<b>~80</b>

<sup>(1)</sup>Obiettivi costruttore SOLO

*Tab.3.1.7 Emissioni caratteristiche dei motori stirling*

## Recupero termico

Nelle applicazioni cogenerative dei motori Stirling, la maggior parte del calore (70-80%) viene recuperato dal circuito di raffreddamento dello scambiatore freddo della macchina, la restante quota è recuperata dal raffreddamento dei gas combusti. Il massimo rendimento di recupero termico si ottiene producendo acqua calda a 60°C, così da recuperare il calore di condensazione dei gas allo scarico.

Le basse temperature di recupero termico rendono il sistema poco idoneo alla produzione di calore ad alta temperatura per l'alimentazione di macchine ad assorbimento.

## Modelli commerciali

Ad oggi è presente sul mercato un numero esiguo di modelli commerciali; nella tabella seguente sono riportate le caratteristiche principali di alcuni di essi.

<b>Costi e caratteristiche</b>	<b>Potenza elettrica [kW]</b>	<b>η elettrico [%,PCI]</b>	<b>Potenza termica [kW]</b>	<b>η I principio [%,PCI]</b>	<b>Costo di installazz. [€/kWe]</b>
Whispergen	1.2	12%	8	97	> 10000
Baxi Ecogen	1.3	17%	24 <sup>(1)</sup>	92%	9000
Solo stirling 161	2~9	24%	8~24	94	2700
STM Power	55	30%	91	80	1500

<sup>(1)</sup> Mediante bruciatore integrativo

*Tab.3.1.8 Caratteristiche e costi di alcuni motori Stirling presenti sul mercato [15]*

### 2.6.3 Microturbine

Le microturbine a gas rappresentano ad oggi una tecnologia consolidata ed affidabile che si propone come alternativa principale ai motori a combustione interna, grazie ad alcuni importanti vantaggi [Best 2004; Franus 2004]:

- Emissioni molto contenute (CO ed NOx  $\approx 0,2$  g/kWh el) senza necessità di sistemi di abbattimento allo scarico
- Livelli termici di recupero pari a 80~90°C con possibilità di alimentazione di MA
- Costi di manutenzione ridotti ed interventi meno frequenti
- Riduzione di pesi ed ingombri

Per contro i package cogenerativi basati su microturbine presentano generalmente rendimenti elettrici e di primo principio leggermente inferiori rispetto a MCI della stessa taglia e costi lievemente maggiori, oltre ad imporre potenze minime dell'ordine dei 30kWel che non le rendono adatte ad applicazioni monofamiliari o comunque inferiori alle 10 unità abitative. Gli importanti vantaggi in termini di emissioni e le prospettive di riduzione di costo fanno tuttavia pensare, in un prossimo futuro, ad una rapida diffusione di tale tecnologia per applicazioni cogenerative plurifamiliari.

Rispetto alla struttura delle turbine industriali (potenze >5MW) caratterizzate da turbomacchine di tipo assiale, il cui downscaling comporterebbe costi specifici molto elevati, le microturbine sono caratterizzate da turbomacchine di tipo radiale operanti a regimi di rotazione elevatissimi (fino a 120'000 rpm), sistemi di recupero termico rigenerativo e sistemi di power conditioning (inverter) per convertire l'output elettrico ad alta frequenza dell'alternatore alla frequenza di rete (50Hz). Senza entrare nei dettagli di funzionamento (per i quali si rimanda a testi specifici [Lozza, 1996]), il ciclo rigenerativo consente di contenere il rapporto di compressione ottimale entro valori di 3 - 4, rendendo possibile l'impiego di turbomacchine monostadio radiali senza penalizzare il rendimento elettrico, che si attesta a valori compresi tra il 25% ed il 30%. E' così possibile contenere i costi specifici della macchina entro i 1200€/kWel, rendendola competitiva rispetto ai MCI.

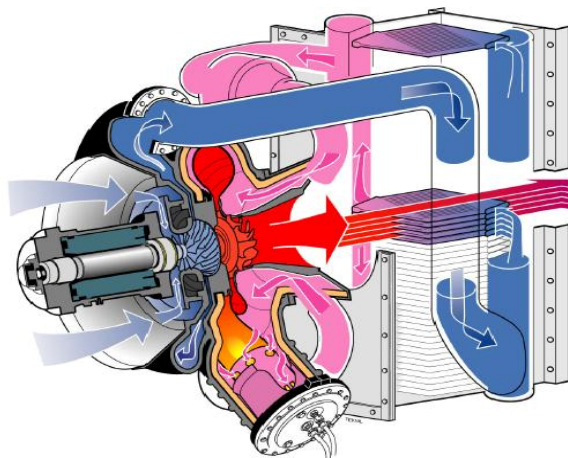


Fig. 3.1.16 Schema di una MTG rigenerativa

### Influenza delle condizioni operative

Il grado di libertà consentito dalla velocità di rotazione variabile permette di ottenere rendimenti parzializzati notevolmente migliori rispetto alle TG di grande taglia ed MCI di taglia simile. In figura è riportato un andamento indicativo, relativo ai modelli Capstone.

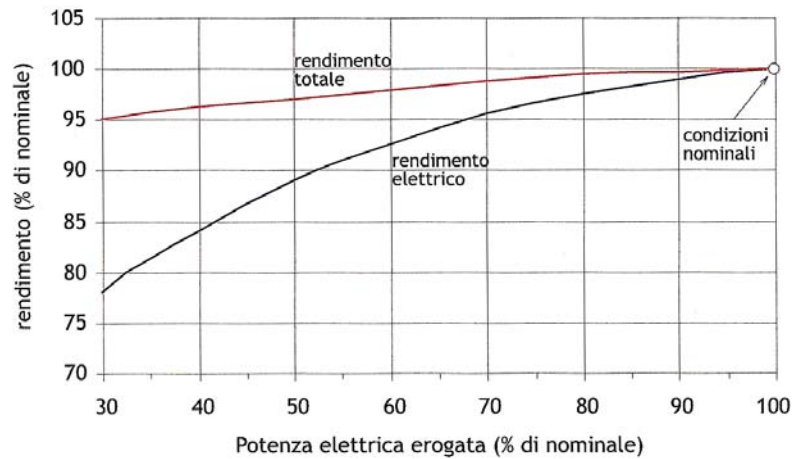


Fig. 3.1.17 Rendimento di I principio ed elettrico al variare della parzializzazione (dati Capstone)

Le prestazioni delle MTG sono inoltre influenzate in modo significativo dalle condizioni ambientali, risentendo in particolare delle variazioni di temperatura e pressione; si può affermare che:

- Al crescere della temperatura ambiente, diminuiscono il rendimento e la potenza prodotta. Si può compensare questo fenomeno mediante l'utilizzo di spray d'acqua per raffreddare il flusso aspirato.
- Al diminuire della temperatura ambiente, aumentano il rendimento e la potenza. Al di sotto di temperature dei 5-10 °C la potenza rimane costante a causa dell'intervento di sistemi di sicurezza antighiaccio e di limitazioni sul campo di funzionamento ammissibili del compressore
- Al diminuire della pressione ambiente, diminuisce la potenza prodotta con un rateo di -1% per ogni 100m di quota slm.

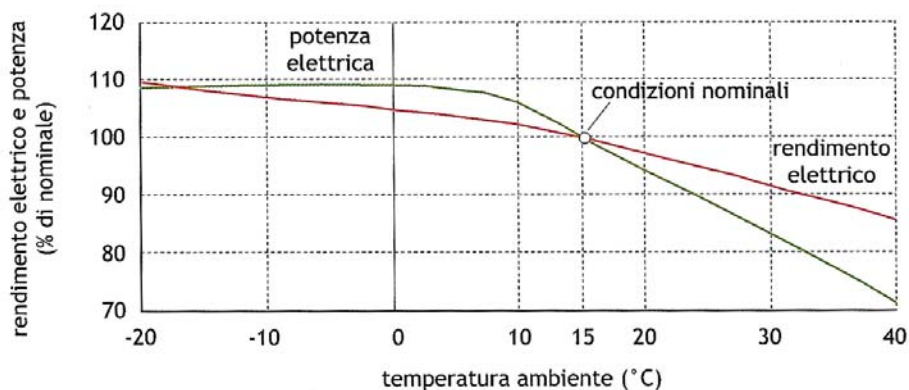


Fig. 3.1.18 Influenza della temperatura ambiente sulle prestazioni delle MTG (dati Capstone)

## Emissioni

Grazie alla combustione di tipo continuo ed all'adozione di combustori premiscelati con TIT non superiori a 950°, le MTG presentano valori di emissione di NOx inferiori di circa un ordine di grandezza rispetto alle emissioni medie dei MCI privi di catalizzatore allo scarico ed emissioni di CO ancora inferiori. La combustione premiscelata può essere sostenuta fino carichi del 50-60% rispetto alla potenza nominale; al di sotto di questo valore la combustione diventa di tipo diffusivo e le emissioni possono aumentare considerevolmente.

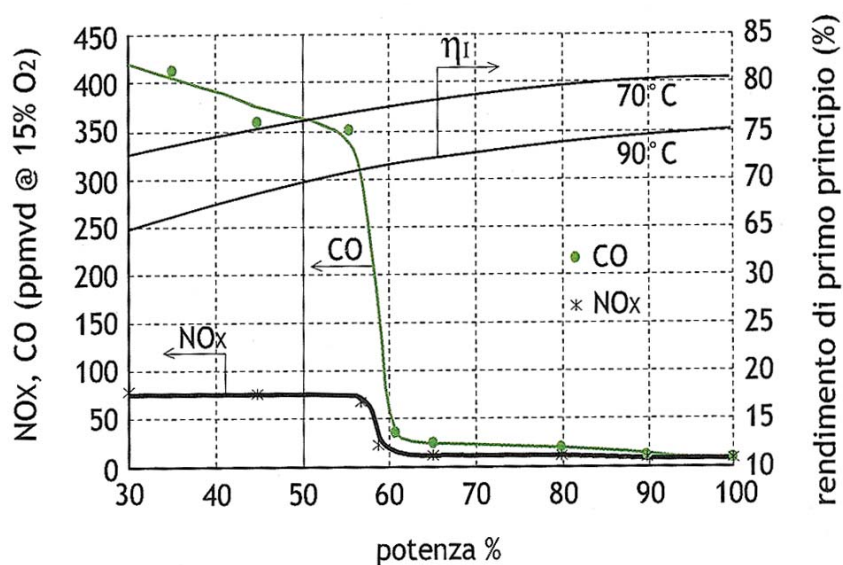


Fig. 3.1.19 Influenza della parzializzazione sulle emissioni di una MTG (dati Capstone)

Emissioni	NOx (mg/kWh <sub>el</sub> )	CO (mg/kWh <sub>el</sub> )	HC (mg/kWh <sub>el</sub> )	PM-10 (g/kWh <sub>el</sub> )
<b>Micro TG Capstone [16]</b>	<b>130</b>	<b>560</b>	<b>140</b>	<b>~0</b>

Tab.3.1.9 Valori di emissione per MTG (a pieno carico)

## Recupero termico

Nel caso delle microturbine a gas il recupero termico è effettuato integralmente mediante il raffreddamento dei gas di scarico, disponibili a temperature massime dell'ordine dei 250-300 °C. Per contenere i costi dello scambiatore e le perdite di carico lato fumi, mantenendo rendimenti di primo principio prossimi all' 85%, si produce acqua calda a temperature di 70-90 °C (idonea all'alimentazione di MA). Rendimenti di recupero più elevati (es. mediante condensazione) sono difficilmente realizzabili a causa dell'elevato eccesso di aria presente nei gas di scarico.

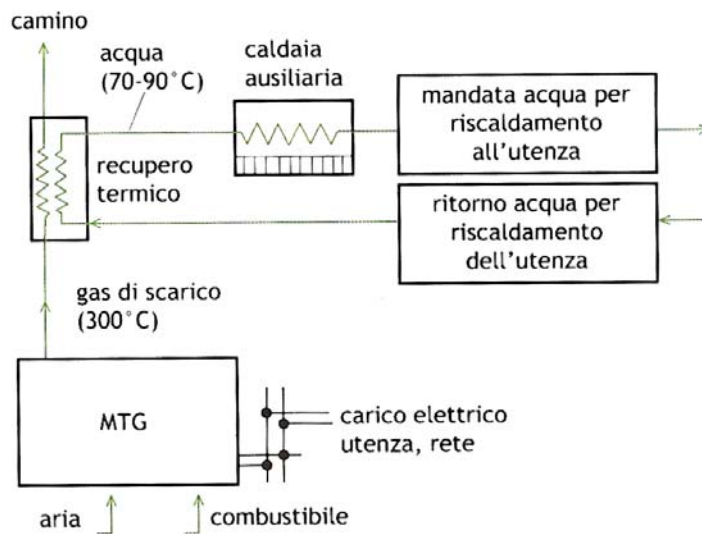


Fig. 3.1.20 Schema di recupero termico per gruppi cogenerativi con MTG

## Modelli commerciali

I modelli presenti sul mercato hanno una potenza elettrica compresa tra 30 e 250 kWel e un rendimento elettrico netto compreso tra 24 e 33%. Nella tabella seguente sono riportati alcuni esempi di modelli commerciali, con i relativi costi.

Costi e caratteristiche	Potenza elettrica [kW]	$\eta$ elettrico [%PCI]	Potenza termica [kW]	$\eta$ I principio [%PCI]	Costo di installazz. [€/kWel]
Capstone C30	30	25%	66	80%	3300
Capstone C60	63	28%	120	80%	2300
Honeywell Parallon 75	75	40%	n/a	n/a	n/a
Norton NRECC 70	70	33%	n/a	n/a	n/a

Tab.3.1.10 Caratteristiche e costi di alcune MTG presenti sul mercato

I modelli presentati presentano una vita utile compresa tra le 60'000 e le 80'000 ore, equivalenti a 17 ~ 23 anni ipotizzando un funzionamento medio pari a 3500h/anno (caso trigenerativo).

## 2.6.4 Celle a combustibile

La tecnologia delle celle a combustibile presenta ad oggi prospettive di sviluppo molto interessanti ed è oggetto di un importante sforzo di ricerca volto a raggiungere i requisiti necessari ad una diffusione su larga scala nei settori della generazione elettrica di grande taglia (cicli ibridi accoppiati a celle ad alta temperatura) della cogenerazione distribuita (mediante reforming interno del gas naturale) e dei trasporti.

Esistono diverse tipologie di celle a combustibile che si differenziano in base al tipo di elettrolita impiegato: AFC, PEM, PAFC, MCFC, SOFC.

Ciascuna tipologia presenta diverse temperature di funzionamento e caratteristiche che la rendono idonea ad ambiti applicativi differenti, come riportato nella tabella seguente.

Tipologia	Elettrolita	Temperatura operativa [°C]	Campi applicativi
ACF	Soluzione alcalina di KOH (liquido)	70 - 120	Uso spaziale
PEM	Membrana polimerica (solido)	80 - 120	Trasporti, generazione distribuita
PAFC	Acido fosforico (liquido)	200	Generazione elettrica e cogenerazione
MCFC	Carbonati fusi di K o Na (liquido)	600 - 700	Generazione elettrica e cogenerazione
SOFC	Ossido metallico (solido)	600 - 1000	Generazione elettrica e cogenerazione

Tab.3.1.11 Caratteristiche principali dei diversi tipi di celle a combustibile

### Celle PEM (Polymer Electrolyte Fuel Cell)

L'applicazione delle celle di tipo PEM all'ambito cogenerativo è ad oggi possibile solo a livello prototipale; caratteristiche salienti di questa filiera sono la bassa temperatura di funzionamento, la capacità di seguire forti rampe di carico e l'elevata densità di potenza che consente di contenere le dimensioni dello stack. Il principale ostacolo per applicazioni cogenerative è l'assoluta intolleranza al CO (<10ppm) la cui produzione, intrinsecamente legata al processo di reforming del gas naturale, rende necessaria l'introduzione di sistemi di purificazione dedicati. Le celle PEM presentano ad oggi una vita utile inferiore alle 10.000 ore, valore che ne impedisce l'applicazione commerciale al settore cogenerativo automobilistico. Nella tabella 3.1.12 sono riportati i principali parametri economici ed ambientali relativi a tale tecnologia.

Rendimento elettrico [% <sub>PCI</sub> ]	30%
<b>Costo specifico [€/kW<sub>el</sub>]</b>	<b>6000</b>
Costo di manutenzione [c€/kWh]	2,5 ~ 3,5
Vita utile [ore]	8'000
Emissioni NOx e CO [mg/kWh <sub>el</sub> ]	~100

*Tab.3.1.12 Parametri caratteristici delle celle PEM*

Per taglie inferiori ai 10 kW<sub>el</sub>, la cella PEM è in grado di conseguire rendimenti elettrici dell'ordine del 30% con un recupero termico del 50%. Per taglie superiori il rendimento elettrico può raggiungere valori del 40 – 42%.

Il recupero termico nelle celle PEM avviene mediante il raffreddamento del reformer, dei gas di scarico ed eventualmente mediante un circuito di raffreddamento dello stack. In condizioni nominali di funzionamento viene generata acqua calda a temperatura di circa 65 °C con ritorno a 50 °C.

Il raggiungimento di una vita utile superiore alle 20.000 ore e la riduzione dei costi specifici è l'obiettivo primario della ricerca per questa filiera e può essere attuato tramite lo sviluppo di catalizzatori meno costosi e più performanti in termini di densità di corrente e pressioni di funzionamento.

### **Celle PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)**

Le celle a combustibile di tipo PAFC sono le uniche ad aver raggiunto un certo sviluppo commerciale; allo stato attuale sono presenti sul mercato solo modelli di taglia superiore ai 100 kW<sub>el</sub>, scelta dettata dal raggiungimento di un compromesso tecnico-economico, tra costo specifico di impianto ed efficienza.

Caratteristiche salienti di questa tipologia di celle sono:

- Temperature di funzionamento dell'ordine dei 200 °C
- Rendimenti elettrici fino al 45%
- Rapidità nel seguire rampe di carico elevate
- Vita utile prossima alle 40.000 ore
- Disponibilità > 95%
- Limitata tolleranza al CO (max 1% vol)
- Problemi di corrosione (in buona parte risolti)

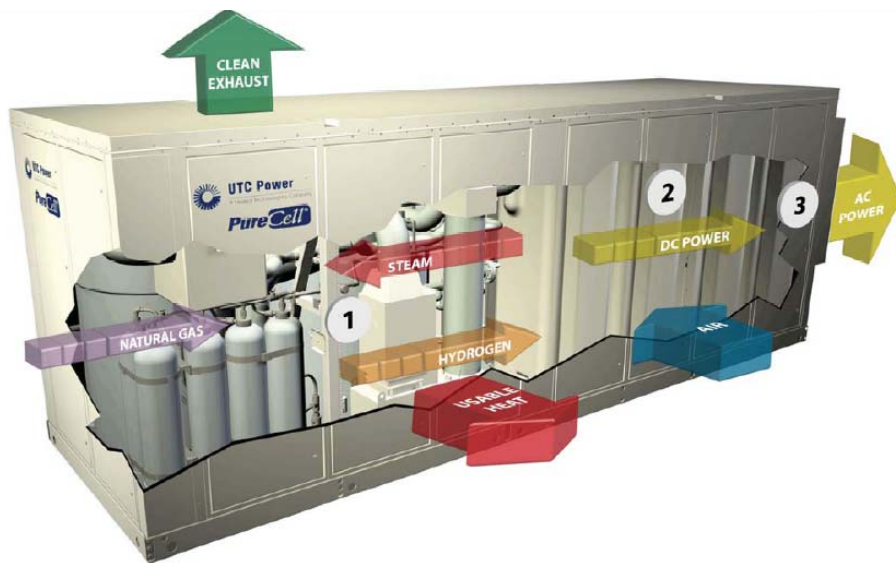


Fig. 3.1.21 Esempio di gruppo cogenerativo PAFC commercializzato da UTC Power

Si riportano di seguito le caratteristiche delle unità commercializzate da UTC Power nelle taglie di 200kW e 400kW [18]; tali moduli sono ad oggi impiegati in assetto cogenerativo in alcuni esempi realizzativi, pur presentando costi specifici decisamente superiori rispetto a MTG o MCI di pari taglia.

<b>Caratteristiche</b>	
Potenza elettrica [kW]	400
<b>Efficienza elettrica</b>	<b>40%</b>
Potenza termica HT (120°C) [kW]	187
Potenza termica LT (60°C) [kW]	200
Potenza termica Solo LT (60°C) [kW]	450
<b>Efficienza I principio</b>	<b>85%</b>
<b>Costo di investimento [€/kW]</b>	<b>4000</b>
Costo di manutenzione [c€/kWh <sub>el</sub> ]	2,5 ~ 4,0
Via utile [ore]	40'000
<b>Emissioni NOx [mg/kWh<sub>el</sub>]</b>	<b>9</b>
<b>Emissioni CO [mg/kWh<sub>el</sub>]</b>	<b>9</b>

Tab.3.1.13 Parametri dichiarati dal costruttore UTC Power



### Celle MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)

Le celle di tipo MCFC operano a temperature comprese tra 600 °C e 700 °C, per le quali le cinetiche di reazione risultano sufficientemente veloci da non richiedere l'impiego di catalizzatori a base di metalli nobili. Esse presentano inoltre elevati rendimenti elettrici (fino al 45%) e la cella può essere alimentata direttamente a gas naturale effettuando reforming all'interno della cella stessa, senza problemi di intolleranza verso il CO. Tale soluzione risulta più vantaggiosa rispetto alle celle a bassa temperatura che presentano una sezione esterna di reforming. Inoltre, per tale tipo di filiera è possibile utilizzare biogas, syngas da carbone e biomasse, previa purificazione della corrente gassosa.

I costi elevati, uniti ai problemi di corrosione legati alle alte temperature ed alla necessità di ricircolare la CO<sub>2</sub> al catodo, hanno ad oggi impedito lo sviluppo commerciale di tali sistemi.

### Celle SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)

Le celle ad ossidi solidi SOFC operano a temperature comprese tra 650°C e 1.000°C, conseguendo vantaggi simili a quanto descritto per le celle MCFC, oltre ad eliminare i problemi legati alla corrosione grazie all'utilizzo di un elettrolita solido. Grazie all'elevato livello termico è inoltre ammissibile un alto tenore di CO nel gas di alimentazione, utilizzato come combustibile addizionale.

Sono stati sperimentati con successo impianti con taglie superiori ai 100 kW<sub>el</sub>, utilizzando in particolare la geometria tubolare; moduli di potenza inferiore sono invece realizzati secondo geometrie planari.

Nella tabella seguente sono riportati i valori caratteristici per celle MCFC

Costo specifico [€/kW <sub>el</sub> ]	6000
Costo di manutenzione [c€/kWh]	2,0 ~ 2,5
Vita utile [ore]	<8'000
Emissioni NOx e CO [mg/kWh <sub>el</sub> ]	<20

*Tab.3.1.14 Parametri caratteristici delle celle SOFC*

Il calore di scarto ad alta temperatura derivante dal raffreddamento dei gas di scarico è utilizzato per riscaldare i flussi dei reagenti (aria e GN) e sostenere le reazioni di reforming. La parte restante può essere utilizzata per produrre energia termica per applicazioni cogenerative con temperature comprese tra 400°C e 500°C. Gli elevati costi specifici, uniti alla ridotta affidabilità a seguito degli stress termomeccanici dello stack durante i transitori, hanno ad oggi impedito lo sviluppo a livello commerciale di tali soluzioni.

## 2.6.5 Confronto parametri operativi

Per consentire un inquadramento generale delle tecnologie di cogenerazione presentate, si riporta un confronto tra i principali parametri che influenzano la scelta nelle applicazioni residenziali, rispettivamente nel caso di applicazioni monofamiliari e plurifamiliari. Per favorire il confronto dei livelli di emissione del cogeneratore con quelli relativi alle classiche caldaie domestiche (70 gNO<sub>x</sub>/kWh<sub>fuel</sub> secondo la classe NO<sub>x</sub> 5), il valore di emissione viene riferito sia all'energia elettrica prodotta, che al consumo di combustibile. La Tabella 3.1.15 riporta i principali parametri caratteristici delle diverse tecnologie di cogenerazione utilizzabili per applicazioni di tipo monofamiliare, assumendo una taglia di riferimento pari a 5 kW<sub>el</sub>.

Tab.3.1.15 Cogeneratori per applicazione monofamiliare (5kW<sub>el</sub>)

	MCI	Stirling	MTG <sup>(3)</sup>	Fuel Cell PEM <sup>(4)</sup>
Costo specifico [€/kW <sub>el</sub> ]	~3000	~3000	/	6000
Emissioni <sup>(1)</sup> NO <sub>x</sub> [mg/kWh <sub>el</sub> ] - [mg/kWh <sub>fuel</sub> ]	500 - 135	250 <sup>(2)</sup> - 60 <sup>(2)</sup>	/	100 - 30
Emissioni <sup>(1)</sup> CO [mg/kWh <sub>fuel</sub> ] - [mg/kWh <sub>fuel</sub> ]	110 - 30	80 <sup>(2)</sup> - 20 <sup>(2)</sup>	/	100 - 30
Rendimento elettrico [% ,PCI]	27%	24%	/	30%
Rendimento I principio [% ,PCI]	87%	94%	/	80%
Costo manutenzione [c€/kWh <sub>el</sub> ]	1.8	n/a	/	3.0

<sup>(1)</sup> riferite alla miglior tecnologia di abbattimento disponibile

<sup>(2)</sup> obiettivo non dimostrato commercialmente

<sup>(3)</sup> non disponibile per taglie <30kW<sub>el</sub>

<sup>(4)</sup> non utilizzate per limitazione della vita utile

Dal confronto emerge come l'applicazione monofamiliare veda ad oggi due tecnologie in competizione: i MCI ed i motori Stirling. La prima tecnologia è sicuramente la più diffusa e conosciuta; presenta rendimenti elettrici leggermente superiori, accompagnati da rendimenti di primo principio inferiori di qualche punto percentuale.

In un prossimo futuro è possibile che si verifichi una maggior penetrazione dei motori Stirling grazie ai minori livelli di emissione ottenibili mediante i combustori premiscelati (già ad oggi paragonabili ai livelli relativi ad una caldaia murale) ed i minori oneri di manutenzione.

La temperatura media di recupero termico conseguibile dai motori Stirling (~55°C) risulta tuttavia inferiore rispetto al caso dei MCI e pone alcuni vincoli nel caso di impianti cogenerativi abbinati ad un sistema di accumulo termico. In questo caso si rende infatti necessario l'utilizzo di sistemi a transizione di fase per contenere il volume di stoccaggio che, nel caso di sistemi di accumulo ad acqua, subirebbe un notevole incremento a seguito del modesto range termico operativo (40~55°C).

L'utilizzo di celle a combustibile mediante reforming del metano risulta molto interessante ma resta vincolato alla soluzione di problemi di intolleranza al CO ed ad una riduzione dei costi specifici del sistema.

La Tabella 3.1.16 riporta i principali parametri caratteristici delle diverse tecnologie di cogenerazione utilizzabili per applicazioni di tipo plurifamiliare, assumendo una taglia di riferimento pari a 30 kW<sub>el</sub>.

Tab.3.1.16 Cogeneratori per applicazione plurifamiliare (30kW<sub>el</sub>)

	<b>MCI</b>	<b>Stirling</b>	<b>MTG</b>	<b>Fuel Cell PAFC<sup>(3)</sup></b>
Costo specifico [€/kW <sub>el</sub> ]	~1500	~1500	~3000	4000
Emissioni <sup>(1)</sup> NOx [mg/kWh <sub>el</sub> ] - [mg/kWh <sub>fuel</sub> ]	200 - 60	200 <sup>(2)</sup> - 60	140 - 35	9 - 4
Emissioni <sup>(1)</sup> CO [mg/kWh <sub>el</sub> ] - [mg/kWh <sub>fuel</sub> ]	100 - 30	80 <sup>(2)</sup> - 24	560 - 140	9 - 4
Rendimento elettrico [%PCI]	30%	30%	25%	40%
Rendimento I principio [%PCI]	85%	80%	80%	85%
Costo manutenzione [c€/kWh <sub>el</sub> ]	1.8	n/a	1.2	3.0

<sup>(1)</sup> riferite alla miglior tecnologia di abbattimento disponibile

<sup>(2)</sup> obiettivo non dimostrato commercialmente

<sup>(3)</sup> attualmente disponibili solo per potenze > 200kW<sub>el</sub>

Per taglie relative ad applicazioni plurifamiliari si osserva come MCI e motori Stirling presentino costi paragonabili (anche se la commercializzazione dei motori Stirling è meno matura). Le MTG presentano invece costi circa doppi rispetto alle tecnologie precedenti, risultando più competitive solo per taglie maggiori.

Le celle a combustibile PAFC presentano caratteristiche molto interessanti legate alle emissioni praticamente nulle, ai rendimenti elettrici molto elevati ed all'elevato livello di recupero termico. L'applicazione ad utenze residenziali resta tuttavia subordinata ad un riduzione ulteriore dei costi specifici ed alla realizzazione di modelli commerciali di potenza inferiore.

I package cogenerativi commercializzati, basati su motori stirling, presentano generalmente caratteristiche meno interessanti rispetto a MCI e MTG a seguito del ridotto livello termico di recupero, che ne preclude l'utilizzo nell'ambito della trigenerazione e l'abbinamento a sistemi di accumulo termico ad acqua. Si precisa che, a livello teorico, è possibile un incremento del livello termico di recupero bypassando parte dei fumi inviati allo scambiatore per il pre-riscaldamento dell'aria di combustione, a spese di un modesto decremento del rendimento elettrico.

Rispetto alle soluzioni commerciali, il campo di scelta si restringe quindi ai MCI ed alle MTG: i primi presentano rendimenti elettrici superiori di circa 5 punti percentuali, emissioni inquinanti maggiori anche in abbinamento a sistemi di abbattimento allo scarico e costi specifici inferiori, grazie alle economie di scala derivanti dal settore automobilistico.

## 2.7 Tecnologie per la produzione del freddo

La trigenerazione viene definita come produzione contemporanea di energia elettrica, calore e freddo. Rispetto alla cogenerazione di energia elettrica e calore si aggiunge quindi la generazione di freddo, ovvero di un effetto utile di raffreddamento, all'insieme dei prodotti energetici utili. Un impianto di trigenerazione è generalmente composto dai seguenti elementi:

- Un **motore primo** (es. motore alternativo a combustione interna, turbina a gas, cella a combustibile);
- Un sistema di **recupero termico** dai gas di scarico e/o dal circuito di raffreddamento del motore primo, con produzione di calore utile;
- Un sistema di **generazione di freddo**, in generale costituito da:
  - Un impianto frigorifero basato su macchine a ciclo inverso a compressione, eventualmente funzionanti anche come pompa di calore (PdC);
  - Un impianto frigorifero con macchine ad assorbimento, eventualmente funzionanti anche come pompa di calore (PdC);

I primi due elementi (motore primo e sistema di recupero termico) sono presenti anche in un impianto di “semplice” cogenerazione, mentre l'aggiunta di una (o più) macchina frigorifera delinea l'impianto come trigenerativo.

La trigenerazione trova migliore applicazione per soddisfare utenze caratterizzate dalla compresenza delle tre richieste energetiche (energia elettrica – calore – freddo), che possono presentarsi sia separatamente, ad esempio in relazione a cicli stagionali inverno/estate (con richiesta di energia elettrica e calore in inverno e di energia elettrica e freddo in estate), sia contemporaneamente (esempio per un palazzo uffici). Utenze di questo tipo si trovano nel settore civile, terziario (utenze residenziali, palazzi uffici, centri commerciali, ospedali, aeroporti, centri sportivi) e nel settore industriale (settore alimentare, produzioni climatizzate).

Il vantaggio principale rispetto ad un sistema puramente cogenerativo, è la possibilità di estendere il periodo di funzionamento del cogeneratore alla stagione estiva, durante la quale esso fornisce il calore ad alta temperatura (80-90°C) necessario ad alimentare la MA.

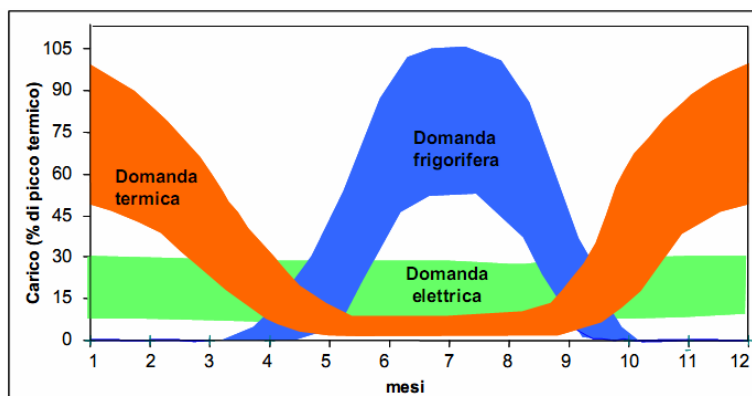


Fig. 2.7.1 Andamento relativo dei carichi elettrici, termici e frigoriferi

L'integrazione nell'impianto di un sistema frigorifero può avvenire secondo schemi diversi, a seconda del tipo di motore primo impiegato e della presenza di un frigorifero a compressione, ad assorbimento, od eventualmente di entrambe le tipologie. Tali "combinazioni" impiantistiche possono essere ricavate per esclusione dallo schema impiantistico completo riportato in fig. 3.9.3.

### 2.7.2 Macchine a compressione di vapore

Le macchine a compressione di vapore rappresentano la tecnologia più diffusa per la produzione di freddo a livello residenziale, grazie all'elevato grado di affidabilità raggiunto, ai modesti costi specifici (200€/kW per taglie di qualche decina di kW), ed all'elevato COP conseguito (generalmente superiore a 2,5).

Le macchine a compressione di vapore possono inoltre essere impiegate per la produzione di calore mediante l'inversione del ciclo termodinamico, presentando un vantaggio in termini energetici rispetto ai tradizionali sistemi di riscaldamento dotati di caldaia: la maggior parte del calore trasferito ai locali da riscaldare viene in questo caso prelevato dall'esterno, raggiungendo COP superiori di circa un punto rispetto al caso frigorifero.

Sia per il raffrescamento che per la produzione di calore il pozzo termico può essere costituito dell'aria esterna, acqua di falda, fiume o lago, o dal terreno (sonde geotermiche).

Il COP nominale riportato dai costruttori nelle schede tecniche viene definito in base alla procedura di certificazione internazionale Eurovent, che riporta le temperature delle sorgenti da adottare e la metodologia di prova per la verifica delle prestazioni delle macchine (tab. 3.1.17).

[°C]	Funzionamento estivo		Funzionamento invernale
Acqua evaporatore (mandata/ritorno)	7/12	Aria evaporatore	7
Aria condensatore	35	Acqua condensatore (mandata/ritorno)	45/40

Tab.3.1.17 Condizioni nominali di prova per macchine a compressione

Passando dal funzionamento in raffreddamento al funzionamento in riscaldamento (pompa di calore), a livello teorico, se le temperature di condensazione e evaporazione e il rendimento del motore elettrico rimanessero costanti, il COP dovrebbe aumentare di un'unità. Nella realtà, le temperature di condensazione e evaporazione spesso variano, e la loro differenza aumenta; in pratica, le macchine si trovano a funzionare in una condizione diversa da quella di progetto, supposta in raffreddamento, con conseguenti variazioni delle prestazioni del compressore, del rendimento del motore elettrico e delle differenza di temperatura sotto cui lavorano gli scambiatori. Gli incrementi di COP sono quindi sempre inferiori all'unità, e variabili da caso a caso (indicativamente compresi tra 0,5 e 0,8). Nella simulazione degli impianti è necessario quindi tenere conto delle prestazioni energetiche delle macchine nelle reali condizioni operative.

## Influenza delle condizioni operative

Nel caso di macchine che utilizzino come pozzo termico l'aria esterna, le variazioni di temperatura ambiente influiscono in modo significativo sulle prestazioni della macchina, come riportato in figura per due gruppi frigoriferi da  $50\text{kW}_{fr}$  in configurazione aria/acqua (sopra) ed acqua/acqua con torre evaporativi (sotto).

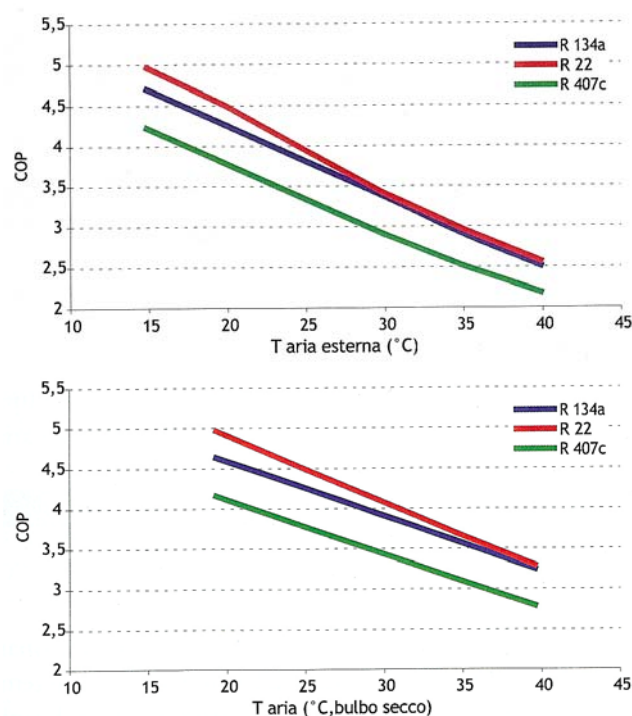


Fig. 2.7.2 Influenza della temperatura ambiente sulle prestazioni delle macchine a compressione

Si osserva come la configurazione con torre evaporativa permetta generalmente di conseguire COP più elevati in corrispondenza di elevate temperature ambiente (di bulbo secco), grazie alla minor temperatura di ritorno verso il condensatore, ottenuta dall'incremento della superficie di scambio e dalla sottrazione del calore latente di evaporazione relativo alla parte di acqua che evapora in torre.

Un andamento analogo si osserva per le macchine operanti in modalità pompa di calore, caratterizzate da una diminuzione del COP al diminuire della temperatura esterna. Il COP risulta inoltre fortemente penalizzato quando la temperatura esterna scende sotto i  $5-7^{\circ}\text{C}$ , in quanto si ha formazione di brina sull'evaporatore che rende necessaria la realizzazione di cicli di sbrinamento, effettuati per mezzo dell'inversione temporanea del ciclo o mediante l'intervento di resistenze elettriche.

L'efficienza del gruppo dipende anche dalle condizioni di carico cui è soggetto, quindi in ultima analisi dalle richieste istantanee dell'utenza. Nel caso in cui la regolazione avvenga mediante un funzionamento di tipo on/off (macchine di piccola potenza), il COP medio risultante è inferiore a quello a pieno carico, per via delle ridotte prestazioni durante le fasi di transitorio. Se la regolazione avviene

invece mediante modulazione della velocità del compressore (inverter) o mediante logiche multi compressore, ad una parzializzazione corrisponde una riduzione della portata di fluido frigorifero circolante nella macchina, con conseguente aumento dell'efficacia degli scambiatori ed incremento delle prestazioni rispetto alla condizione nominale..

Tali dipendenze sono introdotte nel modello di simulazione mediante una definizione puntuale di alcuni valori di COP in funzione della temperatura ambiente e mediante la definizione di un parametro di incremento/decremento del COP in funzione della parzializzazione richiesta.

### Costi e prestazioni

A seguito dell'elevatissimo numero di modelli presenti sul mercato, si riportano a titolo indicativo i grafici che legano la taglia al costo specifico ad alle prestazioni delle macchine, rimandando ai listini dei costruttori per la scelta delle macchine da utilizzare in fase di simulazione.

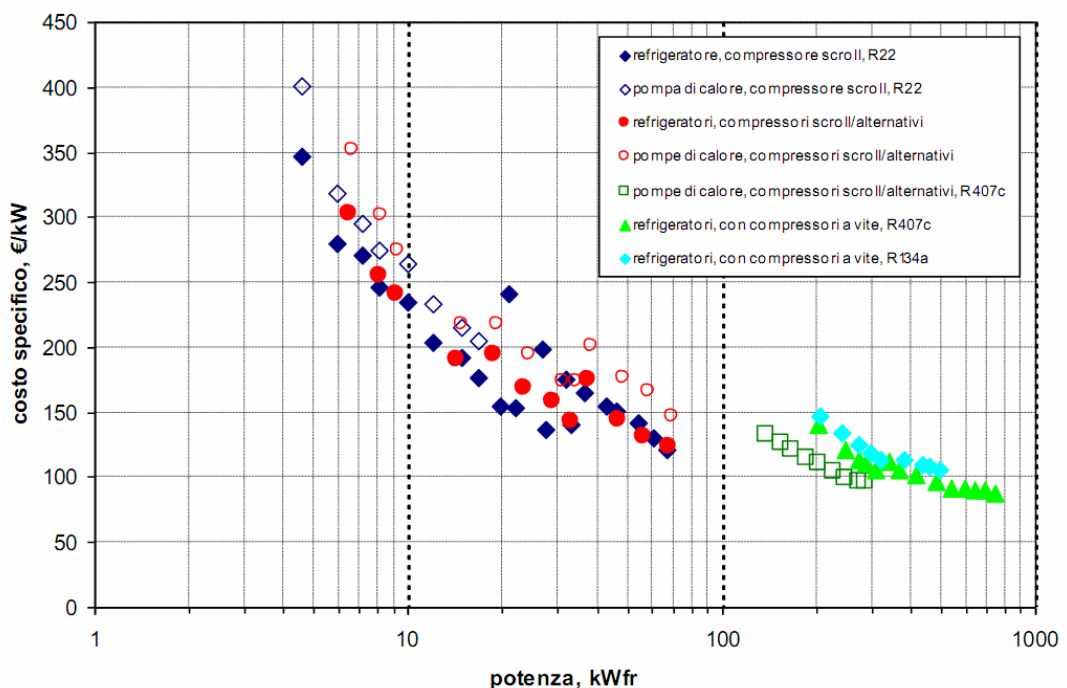


Fig. 2.7.3 Costo specifico delle macchine a compressione di vapore, in funzione della taglia

Dal grafico relativo ai costi specifici si osserva come la parte più ripida della curva sia associata a macchine di taglia inferiore ai 10kW<sub>fr</sub>, con costi livellati già a partire dai 20-30kW<sub>fr</sub>.

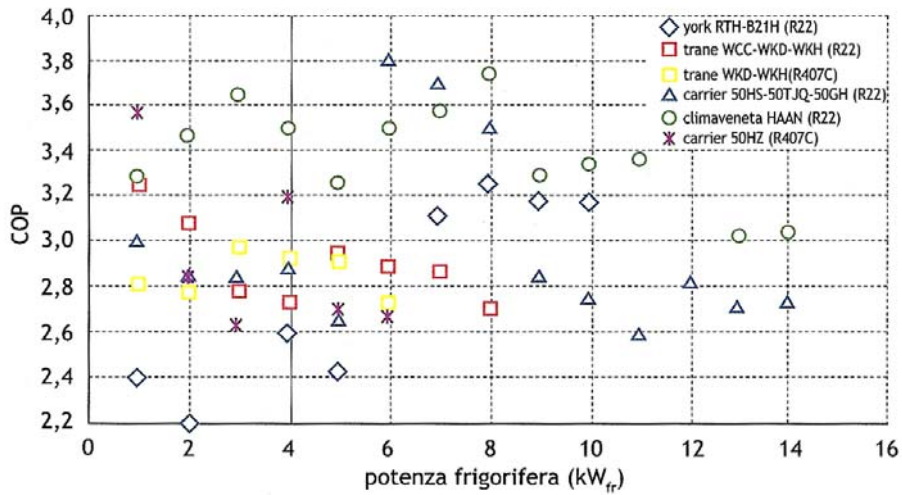


Fig. 2.7.4 Rendimento in funzione della taglia, per alcune macchine aria/aria

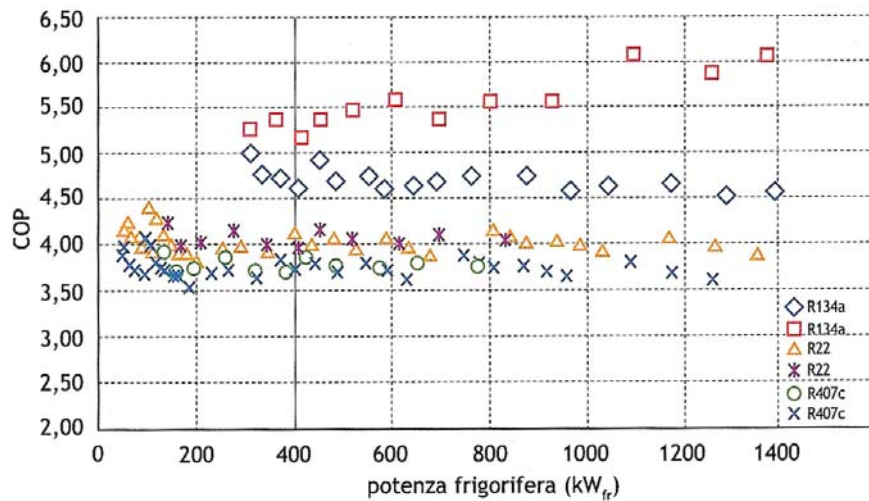


Fig. 2.7.5 Rendimento in funzione della taglia, per alcune macchine acqua/acqua

Si osserva inoltre come l'impiego di torri evaporative e quindi la configurazione acqua/acqua, consenta di ottenere COP significativamente più elevati rispetto al caso aria/aria.



### 2.7.3 Macchine ad assorbimento

Le macchine ad assorbimento realizzano un ciclo frigorifero, sfruttando due sostanze caratterizzate da elevata affinità e solubilità, nel quale l'input energetico principale è costituito da una fonte termica a media/alta temperatura. La fase di compressione che caratterizza i cicli a compressione di vapore è sostituita da una pompa che innalza la pressione di un liquido, con consumi elettrici trascurabili rispetto alle potenze termiche in gioco. Lo scambio termico è invece realizzato mediante l'evaporazione/condensazione del fluido che funge da refrigerante.

Senza scendere nei dettagli di funzionamento, per i quali si rimanda a testi specializzati, si possono elencare alcuni vantaggi che differenziano questa tecnologia dalla più diffusa a compressione di vapore:

- Elevata affidabilità grazie alla presenza di pochi organi in movimento;
- Elevata vita utile, generalmente superiore a 20 anni;
- Bassa rumorosità ed assenza di vibrazioni;
- Ridotti consumi elettrici e possibile continuità del servizio anche in caso di interruzione della fornitura elettrica

Per contro sono presenti i seguenti svantaggi:

- Maggior costo unitario;
- Disponibilità per potenze frigorifere superiori ai  $30\text{kW}_{\text{fr}}$ ;
- Necessità di torri evaporative per il raffreddamento dell'assorbitore (macchine Li-Br);
- Bassi valori di EER ( $\sim 0.7$  per macchine di piccola taglia)
- Pressioni operative molto basse con rischio di ingresso d'aria (macchine Li-Br).

Le macchine impiegate in abbinamento ad impianti cogenerativi sono generalmente a singolo effetto; si conseguono così EER inferiori rispetto alle macchine a doppio effetto ma la riduzione della temperatura di ingresso del calore richiesta, consente un funzionamento del cogeneratore con rendimenti di primo principio superiori (maggior recupero termico).

Nella tabella seguente sono riportati gli intervalli di rendimento nominale in raffrescamento ed in riscaldamento, relativi alle diverse coppie di fluidi utilizzati:

Fluido	EER	COP
Acqua / Li-Br	0.7 – 0.75	1.4 – 1.7
Acqua / ammoniacca	0.65 – 0.7	1.3 – 1.6

Tab.3.1.18 Range di prestazione per MA Li-Br ed  $\text{H}_2\text{O-NH}_3$

## Influenza delle condizioni operative

Nel caso della MA si può evidenziare una duplice dipendenza rispetto alla temperatura di introduzione del calore nel ciclo e rispetto alla temperatura ambiente (da cui dipende la temperatura di ritorno dell'acqua di raffreddamento). Un aumento della temperatura di introduzione del calore comporta un incremento di efficienza legato, a livello generale ad una maggiore energia del calore introdotto, ed a livello impiantistico ad una maggior efficienza del desorbitore. Un aumento della temperatura ambiente comporta invece uno scadimento delle prestazioni per il maggior  $\Delta T$  tra cui deve lavorare la pompa di calore.

Si riportano di seguito alcuni andamenti esemplificativi delle prestazioni, che evidenziano le dipendenze descritte:

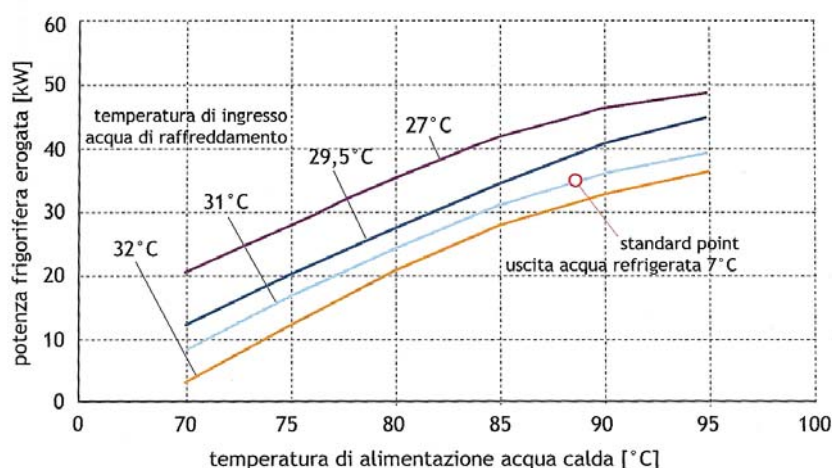


Fig. 2.7.6 Rendimento delle MA in funzione della temperatura di ritorno dell'acqua di raffreddamento e della temperatura di introduzione del calore

Analogamente alle macchine a compressione di vapore, il funzionamento ai carichi parzializzati consente di ottenere un incremento di prestazioni nel caso in cui la regolazione sia effettuata sulla portata di fluido circolante, grazie alla maggior efficacia degli scambiatori di calore. Si riporta di seguito l'andamento tipico del EER in condizioni di carico parzializzato:

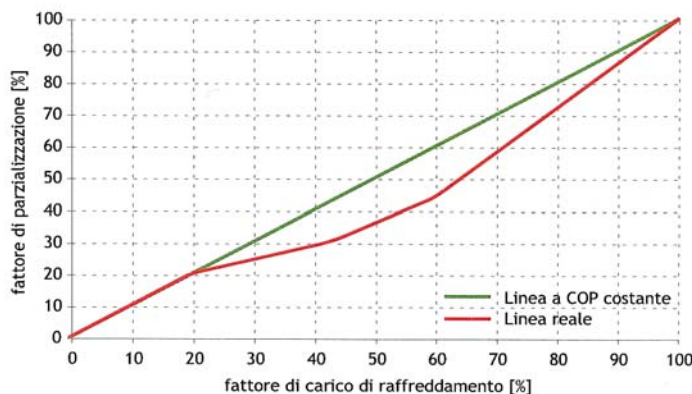


Fig. 2.7.7 Rendimento delle MA in funzione della parzializzazione

## Costi e prestazioni

Come anticipato, le MA presentano costi specifici superiori rispetto alle equivalenti taglie a compressione di vapore; si riporta di seguito la curva di costo relativa ad alcuni modelli dedicati alla produzione di del freddo presenti sul mercato:

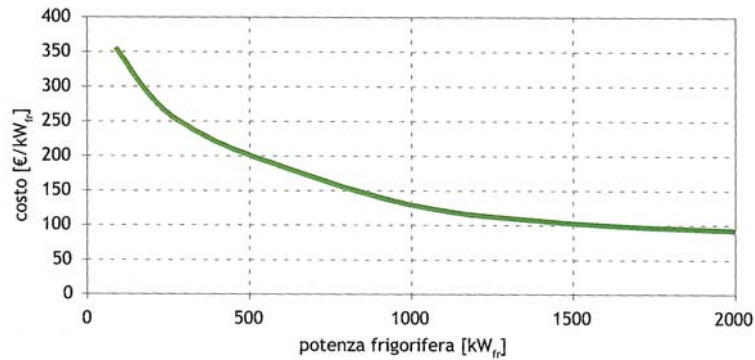


Fig. 2.7.8 Curva di costo specifico delle macchine ad assorbimento

Per quanto riguarda i costi relativi a MA di taglia residenziale in grado di operare un'inversione del ciclo (funzionamento in PDC), si riportano i dati relativi ad alcuni modelli del costruttore Maya Yazaki, tratti dal lavoro di tesi dello studente Stefano Mandelli. Si riporta inoltre la curva di costo estrapolata dai modelli presentati, unitamente all'equazione della curva di fitting, che consente di estrapolare il costo per modelli di taglia maggiore.

Si ricorda infine che i costi indicati devono essere maggiorati del costo relativo alla torre evaporativa, prossimo a 5'000 € per le taglie indicate.

	<b>P<sub>fr</sub> [kW]</b>	<b>P<sub>th</sub> [kW]</b>	<b>EER nom</b>	<b>COP nom</b>	<b>Costo [€]</b>
SC5	17.6	42.7	0.7	1.7	22'000
SC10	35	85	0.7	1.7	28'800
SC20	70	170	0.7	1.7	38'700
SC30	105	255	0.7	1.7	46'000

Tab.3.1.19 Dati tecnici ed economici relativi alle macchine WFC Maya Yazaki

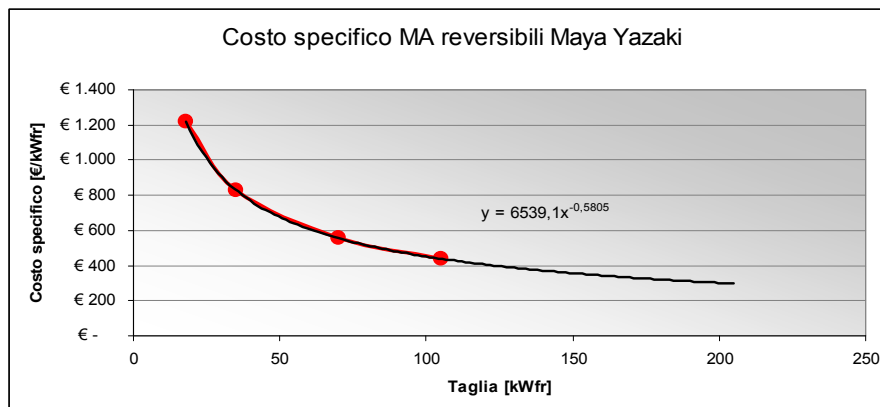


Fig. 2.7.9 Curva di costo specifico delle macchine ad assorbimento reversibili Maya Yazaki

## 2.8 Sistemi di accumulo termico

L'introduzione di un sistema di accumulo termico in impianti di climatizzazione ad uso residenziale consente di svincolare temporalmente la fase di produzione da quella di utilizzo dell'energia termica.

In uno **scenario di base** dove l'energia termica viene prodotta mediante una caldaia avente un rendimento costante, alimentata da un combustibile (gas metano) acquistato ad una tariffa costante dalla rete, la presenza di un accumulo termico consente unicamente di insellare una caldaia di taglia inferiore, regolarizzando la richiesta termica lato produzione e favorendo un funzionamento più regolare e più efficiente.

Nell'applicazione monofamiliare l'accumulo termico consente di dimensionare la caldaia sulla richiesta di picco di riscaldamento invernale (mediamente pari a  $6\sim 10\text{kW}_{\text{th}}$ ), accumulando l'energia termica necessaria alla produzione di acqua calda sanitaria che altrimenti richiederebbe una potenza istantanea di circa  $25\text{kW}_{\text{th}}$ . Questa riduzione della potenza nominale consente un funzionamento più continuo della caldaia (meglio ancora se è in grado di modulare la potenza erogata) riducendo sia il costo di investimento, sia le inefficienze legate ad un funzionamento discontinuo quali: perdite attraverso il mantello a bruciatore spento, perdite per lavaggio della camera di combustione, perdite al camino a bruciatore spento e perdite legate ai transitori termici del bruciatore.

Nell'applicazione condominiale si perde una parte dei vantaggi descritti in quanto la richiesta termica risulta più omogenea rispetto al caso precedente, grazie alla sovrapposizione statistica delle singole utenze. Inoltre le caldaie di grossa taglia, grazie ad accorgimenti costruttivi più curati, risentono in misura inferiore di inefficienze legate ad un funzionamento discontinuo.

L'introduzione di un accumulo termico acquisisce invece rilevanza sempre maggiore man mano che lo scenario di riferimento si evolve verso **tecnologie cogenerative** ed integrazione con **fonti rinnovabili**. Esso diventa indispensabile nel caso di integrazione con un impianto solare termico, dove è necessario accumulare l'energia prodotta indipendentemente dalla contemporanea presenza di una richiesta lato utenze. Nel caso di integrazione con un impianto cogenerativo la logica di gestione diventa più complessa ed è opportuno esaminare i vantaggi conseguibili per punti:

- **Sfasamento dei carichi:** a differenza delle generazione di energia termica mediante una caldaia tradizionale, il funzionamento ed il costo di esercizio di un impianto cogenerativo sono regolati da un numero di variabili molto più elevato:
  - o Il valore dell'energia elettrica generata, in uno scenario di tariffe a fasce orarie, varia fortemente durante la giornata e con esso il costo marginale dell'energia termica prodotta;
  - o Il rendimento elettrico del cogeneratore varia al variare del carico e si allontana tanto più dal valore nominale quanto maggiore è la parzializzazione del sistema;

- Il rendimento elettrico e la potenza nominale del cogeneratore variano al variare della temperatura ambiente e quindi in funzione dell'ora.

La possibilità di gestire il funzionamento del cogeneratore indipendentemente dalla richiesta termica consente quindi di produrre energia elettrica nelle ore in cui la cessione alla rete è più remunerativa e di far funzionare il motore primo sempre alla potenza ed al rendimento nominale con cessione rispettivamente alla rete dell'energia elettrica in eccesso ed al serbatoio di accumulo dell'energia termica in eccesso, ottenendo evidenti benefici dal punto di vista ambientale ed economico.

- **Appiattimento della curva di carico:** analogamente allo scenario di base, la presenza dell'accumulo consente di ridurre la taglia del cogeneratore grazie alla capacità di ridistribuire i carichi di punta giornalieri. Nel caso della cogenerazione questo fattore diventa particolarmente importante in virtù dei maggiori costi specifici di impianto e consente di ottenere una riduzione del costo totale di investimento rispetto al caso senza accumulo.

Nelle applicazioni trigenerative il gruppo frigorifero ad assorbimento è alimentato dall'energia termica ad alta temperatura recuperata dal cogeneratore. Nella maggior parte dei casi il cogeneratore non consente un recupero integrale del calore ad un livello termico sufficiente all'alimentazione della MA, generando un output termico a temperatura inferiore che viene dissipato verso l'ambiente. Mediante una corretta gestione dell'accumulo termico, è possibile indirizzare il suddetto output verso l'accumulo stesso, così da soddisfare le utenze termiche estive (produzione di ACS).

Nel presente lavoro non viene presa in considerazione la possibilità di realizzare un accumulo freddo per le utenze frigorifere, a seguito degli elevati costi specifici e dei modesti fattori di utilizzo che caratterizzerebbero un sistema di questo tipo associato ad utenze residenziali.

### 2.8.1 Dimensionamento dell'accumulo

Per il dimensionamento dell'accumulo è necessario definire l'orizzonte temporale sul quale si vuole ottenere lo sfasamento dei carichi e l'appiattimento della curva di domanda; scegliendo tra una logica giornaliera, plurigiornaliera o stagionale.

I principali parametri che regolano il funzionamento dell'impianto (curva di richiesta termica, tariffe di vendita EE, temperatura ambiente, irraggiamento) variano su base giornaliera ed il loro andamento risulta simile in giornate contigue; risulta pertanto esclusa una logica di gestione di tipo plurigiornaliera che non comporterebbe alcun vantaggio dal punto di vista economico o energetico.

Una gestione ottimizzata del sistema presuppone inoltre la disponibilità di previsioni accurate circa l'andamento dei parametri che ne regolano il funzionamento, per tutto il periodo sul quale si vuole effettuare l'ottimizzazione; questa ipotesi viene chiaramente a mancare in una logica di gestione stagionale che richiederebbe al contempo un incremento di circa due ordini di grandezza della capacità di accumulo

del serbatoio con conseguente ingiustificato aumento dei costi di investimento a fronte dei benefici ottenibili.

Risulta pertanto opportuno focalizzare l'analisi su una logica di ottimizzazione **giornaliera**, dove il dimensionamento ottimale dell'accumulo sarà comunque inferiore alla richiesta termica cumulata della giornata di picco, grazie alla parziale sovrapposizione temporale tra generazione di energia termica ed utenza.

In fase di simulazione è possibile determinare la dimensione ottimale dell'accumulo per tentativi, cercando un compromesso tra incremento di costo di investimento e di volume occupato e diminuzione del costo annuale di esercizio. In alternativa è possibile eseguire una prima simulazione con un accumulo di taglia molto grande, per analizzare l'andamento del riempimento dello stesso durante l'anno; si determina quindi l'escursione media che caratterizza tale andamento e si utilizza il valore ricavato per un primo dimensionamento dell'accumulo.

### **2.8.2 Modellizzazione dell'accumulo**

Nell'ambito della determinazione della logica ottimale di gestione del sistema e nella successiva fase di simulazione, l'accumulo termico è stato trattato come un serbatoio di energia, caratterizzato unicamente da una capacità massima ed un livello di riempimento istantaneo, espressi entrambi in kWh.

Questo approccio rappresenta una semplificazione rispetto alla reale complessità del sistema di accumulo termico, caratterizzato da una temperatura media, gradienti interni di temperatura ed eventuale stratificazione; tralasciando questi parametri è necessario calcolare le efficienze medie di recupero termico dalle diverse fonti (cogeneratore, solare termico, macchine frigorifere) ipotizzando parametri medi, rappresentativi dell'efficienza istantanea che dipende dall'effettiva temperatura dell'accumulo stesso.

Questa scelta risulta appropriata per le finalità della valutazione economica ed energetica che si intende effettuare in quanto permette una notevole semplificazione del calcolo e consente, al contempo, di implementare una logica più flessibile, prescindendo dalla tipologia di accumulo utilizzato (acqua calda, elementi a transizione di fase, inerzia termica dell'abitazione).

### 2.8.3 Tipologie e costi

Le tipologie di accumulo termico utilizzate nell'impiantistica residenziale si distinguono principalmente tra accumuli inerziali ed accumuli per ACS; i primi sono progettati per contenere "acqua di impianto", ossia acqua che resta confinata nel circuito accumulo – scambiatori ausiliari, e non è indirizzata alle utenze domestiche. In questo caso il serbatoio di accumulo può essere realizzato in ferro non rivestito in quanto non vi sono particolari esigenze di potabilità dell'acqua e presenta nel complesso costi specifici inferiori.

Gli accumuli dedicati al contenimento di ACS presentano invece un trattamento interno (generalmente vetrificazione) atto a evitare la contaminazione dell'acqua da parte dei prodotti di ossidazione delle pareti del serbatoio; le taglie caratteristiche sono generalmente inferiori ed i costi specifici risultano maggiori.

Per entrambe le tipologie è possibile la presenza di scambiatori interni (tipicamente spiralati) per l'interfaccia con i collettori solari o altre fonti / utenze termiche.

Si riportano di seguito i costi relativi ad accumuli inerziali con e senza scambiatore interno ed accumuli per ACS con scambiatore interno. I valori indicati sono relativi ai prezzi di catalogo 2010 forniti da Riello, SiCC, Thermital e Fiorni.

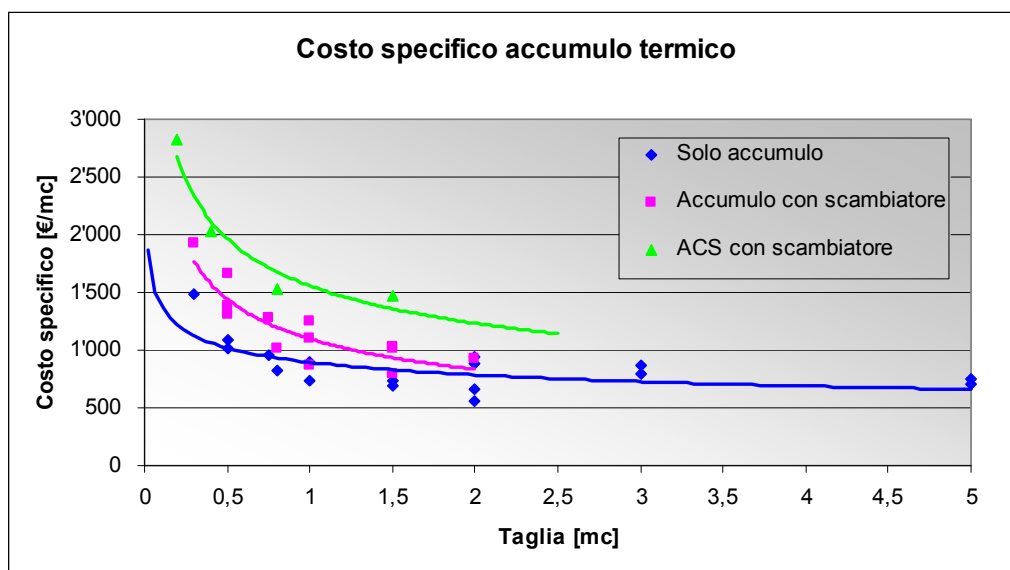


Fig. 2.8.1 Curva di costo specifico per sistemi di accumulo termico





### 3.2 Introduzione

La corretta definizione del contesto di riferimento e delle condizioni al contorno che lo caratterizzano riveste un'importanza fondamentale nel dare senso concreto ai risultati del presente studio. Nell'ambito della cogenerazione e più in generale dell'impiantistica asservita alla climatizzazione, non è infatti possibile elaborare soluzioni di validità generale ma è necessario definire caso per caso le caratteristiche dell'ambito applicativo.

Uno studio applicato a livello generale può infatti risultare flessibile ed apparentemente valido per molte situazioni differenti ma rischia di essere poco realistico in quanto all'atto pratico potrebbe non essere conciliabile con le esigenze specifiche dell'applicazione. Al contrario uno studio basato su ipotesi molto stringenti sarà sicuramente valido per l'applicazione di riferimento ma rischia di tradursi in uno studio di fattibilità non applicabile ad altre situazioni.

Nel presente lavoro si è quindi cercato di caratterizzare in modo esaustivo le esigenze di due ambiti di applicazione tipici della microcogenerazione: quello monofamiliare e quello plurifamiliare (utenze condominiali o piccoli isolati). Si sono invece tralasciati gli ambiti relativi al settore terziario ed industriale in quanto caratterizzati da taglie decisamente superiori rispetto a quelle caratteristiche della microcogenerazione e da andamenti delle richieste energetiche molto variabili, che rendono necessari studi specifici caso per caso.

Per ciascuna situazione vengono presentate le richieste tipiche di energia elettrica, termica e frigorifera riferite all'*unità di volume o di superficie*, proprio per rendere il riferimento facilmente estendibile a situazioni analoghe e confrontabile con ambiti diversi.

Sono inoltre stati analizzati i requisiti caratteristici delle due situazioni (tipo di interazione con l'utente, periodo di ritorno ed importo dell'investimento accettabili, spazi disponibili per l'impianto, ecc..) ed è stata valutata, in funzione delle taglie di potenza richieste, la disponibilità ed il costo specifico delle tecnologie di cogenerazione, produzione di caldo e freddo, integrazione delle fonti rinnovabili ed implementazione delle logiche di gestione.

Risultato di questa fase è stata la definizione degli schemi impiantistici tipici dei due ambiti di applicazione e la caratterizzazione dei due scenari di riferimento sui quali elaborare le logiche di funzionamento del sistema.

### 3.3 Ambito monofamiliare

#### 3.3.1 Carichi caratteristici

L'utenza monofamiliare è generalmente caratterizzata da una discreta variabilità dei carichi termici e da una forte variabilità dei carichi elettrici; in questa situazione non è infatti possibile sfruttare l'aggregazione dei carichi secondo leggi statistiche, tipica di utenze condominiali o terziarie.

Un aspetto critico è spesso caratterizzato proprio dalla difficoltà nel definire l'andamento di questi carichi secondo una base statistica sufficientemente ampia da fornire risultati rappresentativi; nel presente lavoro sono stati utilizzati i dati dedotti dal monitoraggio di una rete di teleriscaldamento forniti dalla ditta Asm Spa di Brescia [9]. Le abitazioni asservite da tale rete presentano consumi annui medi di 106 kWh/m<sup>2</sup>anno, valore caratteristico per abitazioni costruite secondo criteri di scarsa efficienza energetica e corrispondenti, in Lombardia, alla classe energetica D (<116 kWh/m<sup>2</sup>anno).

Di seguito sono riportati a titolo esemplificativo gli andamenti relativi ad una tipica giornata invernale ed estiva.

Monofamiliare Invernale				Monofamiliare Estivo			
Ora	Carico termico [W/mq giorno]	Carico elettrico [W/mq giorno]	Carico frigorifero [W/mq giorno]	Ora	Carico termico [W/mq giorno]	Carico elettrico [W/mq giorno]	Carico frigorifero [W/mq giorno]
1	0,0	3	0	1	0,0	1,5	3
2	0,0	3	0	2	0,0	3	4,5
3	0,0	3	0	3	0,0	3	4,5
4	0,0	3	0	4	0,0	2,7	3
5	0,0	3	0	5	0,0	2,4	2,1
6	18,4	3	0	6	0,0	2,1	0,9
7	102,9	4,5	0	7	1,5	3,6	0
8	128,5	6	0	8	3,0	5,1	3
9	71,8	4,5	0	9	9,0	3	0
10	55,8	3	0	10	3,0	1,5	0
11	27,8	3	0	11	0,9	1,8	0
12	36,6	3	0	12	0,9	2,1	0
13	63,0	4,5	0	13	0,9	4,8	3,9
14	60,3	6	0	14	0,9	6,9	15
15	57,5	6	0	15	0,0	9	19,8
16	57,5	4,5	0	16	0,0	9,9	24,9
17	60,9	4,5	0	17	1,2	6,9	20,1
18	63,6	4,5	0	18	1,2	7,5	18
19	124,0	7,5	0	19	2,1	15	33
20	101,0	7,5	0	20	6,6	21	51
21	66,7	13,5	0	21	6,6	27	49,5
22	47,8	15	0	22	2,1	30	50,1
23	21,4	6	0	23	0,9	15	48
24	0,0	3	0	24	0,0	6	18

Tab.3.3.1 Andamento estivo ed invernale dei carichi relativi all'utenza monofamiliare

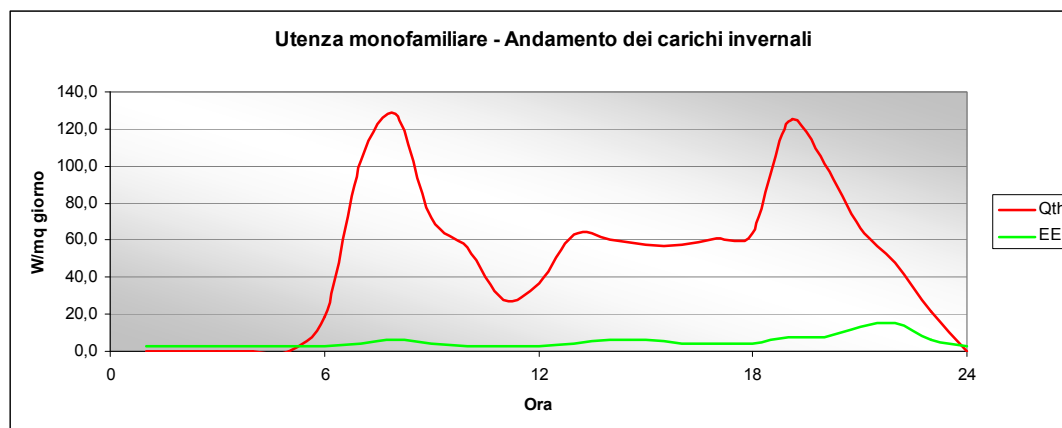


Fig. 3.3.1 Andamento invernale dei carichi termici ed elettrici per l'utenza monofamiliare

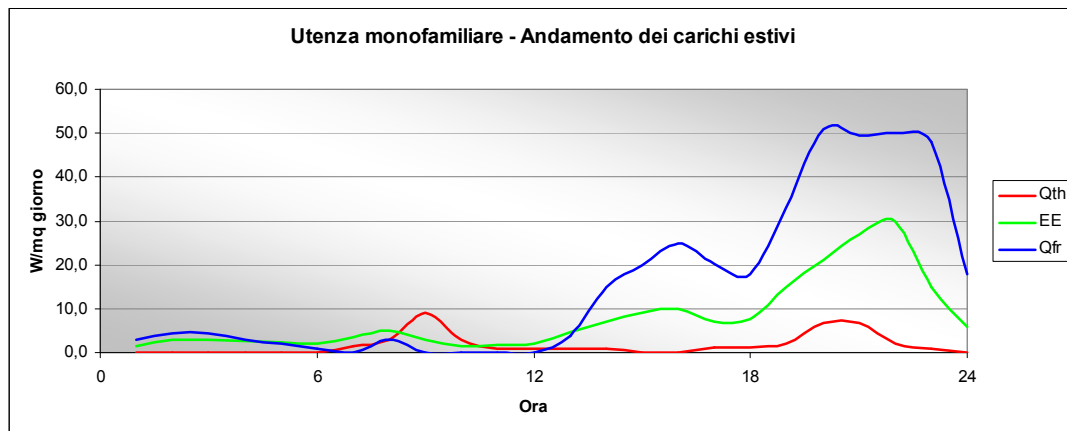


Fig. 3.3.2 Andamento estivo dei carichi elettrici, termici e frigoriferi per l'utenza monofamiliare

I grafici riportati evidenziano la forte variabilità giornaliera dei carichi termici e frigoriferi: nelle giornate invernali la richiesta termica è nulla nelle ore notturne e massima ad inizio e fine giornata; nelle giornate estive il carico termico risulta invece esclusivamente legato alla produzione di ACS mentre il carico frigorifero presenta i valori massimi nella seconda parte della giornata a causa delle maggiori temperature raggiunte all'interno dell'abitazione, a seguito dell'irraggiamento.

L'elaborazione delle curve di carico elettrico è basata sui risultati dello studio MICENE (MISura dei Consumi di Energia elettrica in 110 abitazioni italiane [7]) condotto per il ministero dell'Ambiente, da un gruppo di ricercatori del Politecnico di Milano.

I carichi elettrici riportati costituiscono un riferimento più approssimativo rispetto ai carichi termici e frigoriferi, in quanto dipendono strettamente dal comportamento dell'utente (ora di avvio lavatrice, lavastoviglie ecc..) e possono presentare forti variazioni in base all'efficienza energetica dei principali elettrodomestici presenti.

### 3.3.2 Requisiti funzionali ed impiantistici

Il principale vincolo **impiantistico** per applicazioni monofamiliari è costituito dalla limitazione di spazio; per questa ragione è possibile ipotizzare l'utilizzo di accumuli termici a transizione di fase che consentono generalmente, a parità di volume occupato, di raddoppiare la capacità di stoccaggio disponibile. Per contro, come evidenziato nel capitolo 3, il corretto funzionamento di questa tipologia di accumulo richiede il mantenimento di un livello termico costante, corrispondente alla temperatura di transizione di fase delle sostanze utilizzate.

Questo impone una definizione congiunta delle caratteristiche di cogeneratore ed accumulo termico, in modo da individuare il livello termico ottimale per il funzionamento di entrambi gli elementi. E' inoltre necessario limitare il campo di scelta dell'impianto solare termico agli impianti a *tubi evacuati* che consentono, anche nei mesi invernali, di fornire calore ad un livello termico compatibile con le temperature di recupero del cogeneratore.

In caso di maggiore disponibilità di spazi, grazie alla flessibilità della logica implementata, è possibile utilizzare un serbatoio ad acqua con impianto solare a tubi evacuati o un doppio serbatoio ad acqua (tank in tank) che grazie alla minor temperatura media del primo serbatoio, consente l'integrazione con un impianto solare a pannelli piani.

Dal punto di vista **funzionale** l'impianto deve presentare un'interfaccia utente semplice ed essenziale, auspicabilmente limitata alla sola impostazione dei profili di temperatura voluti per l'abitazione o per le diverse zone della stessa. La logica di ottimizzazione deve individuare autonomamente le soluzioni di funzionamento ottimale rendendo i dati eventualmente disponibili per valutazioni a posteriori da parte dell'utente (per la valutazione dei benefici conseguiti) e del personale tecnico specializzato (al fine di controllare l'effettiva efficacia della logica stessa e di operare modifiche qualora necessario).

### 3.3.3 Tecnologie disponibili

Le applicazioni monofamiliari richiedono taglie impiantistiche molto ridotte per garantire un'adeguata continuità di funzionamento dei vari componenti; per quanto riguarda il **cogeneratore** è ipotizzabile una taglia compresa tra 1 e 6 kW<sub>el</sub>, cui consegue una potenza termica compresa tra 3 e 12kW<sub>th</sub>; la taglia più piccola disponibile sul mercato è attualmente pari a 1.5kW<sub>el</sub> (Honda Ecowill), seguita da taglie di 5-6kW<sub>el</sub>.

Costi e caratteristiche	Potenza elettrica [kW]	η elettrico [% ,PCI]	Potenza termica [kW]	η I principio [% ,PCI]	Costo specifico. [€/kW <sub>el</sub> ]	Costo manut. [c€/kW <sub>h</sub> ]
MCI Ecowill	1	20%	3.25	85%	<b>6000</b>	2.0
MCI Dachs	5	26%	12.1	89%	<b>2600</b>	1.2
MCI AISIN	6	29%	11.7	85%	<b>3100</b>	n/a
ST Whispergen	1.2	12%	8	97	> 10000	n/a
ST Baxi Ecogen	1.3	17%	24 <sup>(1)</sup>	92%	9000	n/a
ST Solo161	2~9	24%	8~24	94	2700	n/a

*Tab.3.3.2 Dati tecnici ed economici relativi ad alcuni cogeneratori di piccola taglia utilizzabili per applicazioni monofamiliari (ST=Stirling)*

Per la produzione del **freddo** non sono ad oggi disponibili sul mercato macchine ad assorbimento compatibili con la taglia richiesta da applicazioni monofamiliari (1~5kW<sub>fr</sub>); la climatizzazione estiva deve quindi essere affidata a macchine elettriche a compressione che nella maggior parte dei casi sono costituite da split murali aventi una potenza frigorifera compresa tra 2.5 e 3.3 kW<sub>fr</sub> ed un costo comprensivo di installazione di 1500~2500€ per unità.

Negli ultimi anni i sistemi **solari termici** a tubi evacuati si sono ampiamente affermati sul mercato e presentano ad oggi ottime garanzie in termini di affidabilità e durata nel tempo.

Non vengono considerati sistemi a concentrazione lineare o parabolica in quanto caratterizzati da taglie tipiche e costi specifici decisamente superiori rispetto alle esigenze dell'utenza monofamiliare.

Si riportano di seguito i costi indicativi, relativi alle diverse tipologie di collettori solari:

Tipologia di collettore	Costo specifico [€/m <sup>2</sup> ]	Fattore moltiplicativo impianto completo
Solare piano	200~300	2~3
Solare a tubi evacuati	350~400	2~3

*Tab.3.3.3 Costi specifici dei collettori solari*

### 3.3.4 Schema generale di impianto

Nell'ambito dell'utenza monofamiliare, l'accumulo termico si configura come elemento di interfaccia tra tutti gli apparati del sistema di cogenerazione e climatizzazione: tutta l'energia termica prodotta è diretta all'accumulo contenente acqua di impianto che può fluire direttamente negli scambiatori del cogeneratore, nella caldaia di integrazione (se presente) e negli scambiatori dell'impianto di riscaldamento. L'utilizzo di un serbatoio contenete acqua di impianto consente una riduzione di costo rispetto alla soluzione con acqua sanitaria, che richiederebbe l'utilizzo di materiali più pregiati (inox o serbatoio vetrificato) semplificando al contempo lo schema impiantistico ad aumentando l'efficienza media del sistema grazie all'assenza di scambiatori aggiuntivi lato cogeneratore, utenza termica e caldaia.

L'impianto solare termico si interfaccia all'accumulo mediante uno scambiatore dedicato, costituito dalla classica serpentina circolare interna al serbatoio che garantisce la separazione tra il glicole dell'impianto solare e l'acqua di impianto. La produzione di ACS avviene invece tramite uno scambiatore corrugato interno al serbatoio, dimensionato in modo da garantire la massima potenza termica richiesta dall'utenza.

La mandata verso lo scambiatore di recupero del motore cogenerativo e verso la caldaia integrativa è derivata dal ritorno del circuito di riscaldamento, in questo modo è possibile sfruttare le basse temperature del circuito di ritorno stesso per operare un recupero a condensazione in caso di contemporaneità tra produzione ed utilizzo dell'energia termica; in caso contrario l'acqua di mandata viene prelevata dalla parte bassa del serbatoio per contenere comunque al massimo la temperatura di mandata.

La caldaia integrativa risulta necessaria in presenza di cogeneratori di ridotta potenza termica (modello Ecowill Honda da 3.25 kWth) per coprire i carichi invernali. Pur non essendo tecnicamente necessaria in presenza di cogeneratori in grado di fornire potenze termiche maggiori (modelli Senertech e Toyota da 12kWth) viene generalmente adottata per ragioni di sicurezza (fermo tecnico del cogeneratore).

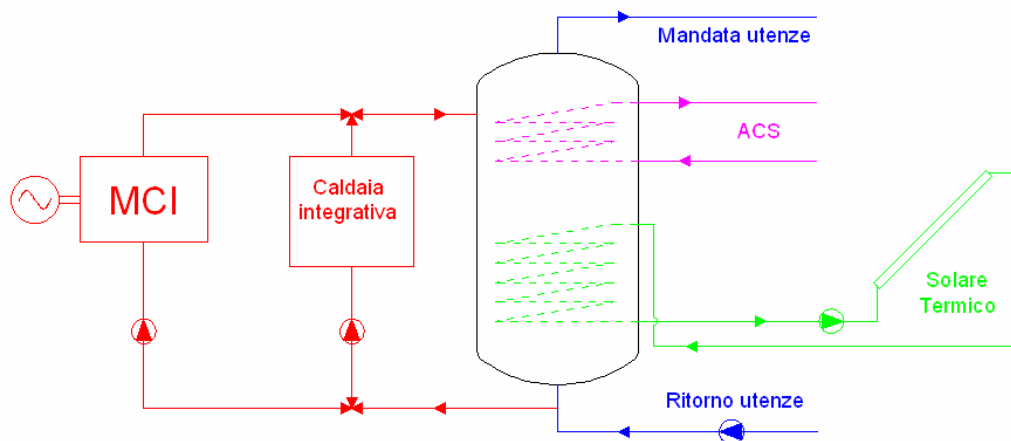


Fig. 3.3.3 Schema impiantistico completo, di riferimento per l'applicazione monofamiliare

Rispetto allo schema impiantistico illustrato, sono possibili soluzioni che escludano il sistema solare termico o la caldaia integrativa.

### 3.4 Ambito plurifamiliare

#### 3.4.1 Carichi caratteristici

I carichi *termici ed elettrici* relativi all'utenza plurifamiliare presentano un andamento più omogeneo rispetto all'utenza monofamiliare in quanto i carichi relativi alle singole unità abitative si combinano secondo leggi statistiche, dando luogo ad una curva di carico cumulato caratterizzata da picchi meno pronunciati.

Per i carichi *frigoriferi* viene invece assunto il medesimo andamento relativo all'utenza monofamiliare, in quanto essi risultano strettamente legati ai picchi di temperatura esterna. Ciascuna abitazione presenta infatti una richiesta di potenza frigorifera più o meno contemporanea rispetto alle altre abitazioni.

Plurifamiliare Invernale				Plurifamiliare Estivo			
Ora	Carico termico [W/mq giorno]	Carico elettrico [W/mq giorno]	Carico frigorifero [W/mq giorno]	Ora	Carico termico [W/mq giorno]	Carico elettrico [W/mq giorno]	Carico frigorifero [W/mq giorno]
1	0,0	3	0	1	0,0	1,5	3
2	0,0	3	0	2	0,0	3	4,5
3	0,0	3	0	3	0,0	3	4,5
4	0,0	3	0	4	0,0	2,7	3
5	0,0	3	0	5	0,0	2,4	2,1
6	40,5	3	0	6	0,0	2,1	0,9
7	81,0	4,5	0	7	1,5	3,6	0
8	87,0	6	0	8	3,0	5,1	3
9	90,0	4,5	0	9	9,0	3	0
10	75,0	3	0	10	3,0	1,5	0
11	67,5	3	0	11	0,9	1,8	0
12	66,0	3	0	12	0,9	2,1	0
13	60,0	4,5	0	13	0,9	4,8	3,9
14	57,0	6	0	14	0,9	6,9	15
15	54,0	6	0	15	0,0	9	19,8
16	54,0	4,5	0	16	0,0	9,9	24,9
17	60,0	4,5	0	17	1,2	6,9	20,1
18	63,0	4,5	0	18	1,2	7,5	18
19	63,0	7,5	0	19	2,1	15	33
20	70,5	7,5	0	20	6,6	21	51
21	66,0	13,5	0	21	6,6	27	49,5
22	42,0	15	0	22	2,1	30	50,1
23	21,0	6	0	23	0,9	15	48
24	0,0	3	0	24	0,0	6	18

Tab.3.4.1 Andamento estivo ed invernale dei carichi relativi all'utenza plurifamiliare

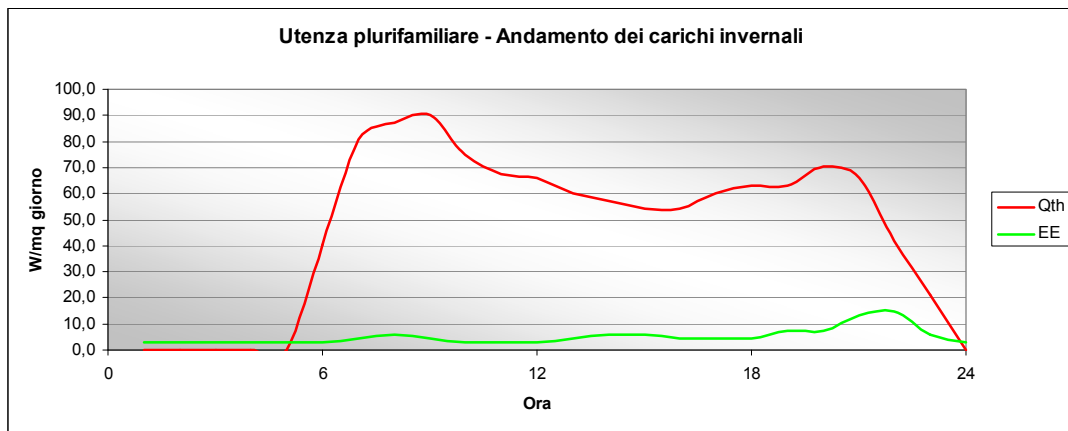


Fig. 3.4.1 Andamento invernale dei carichi termici ed elettrici per l'utenza plurifamiliare

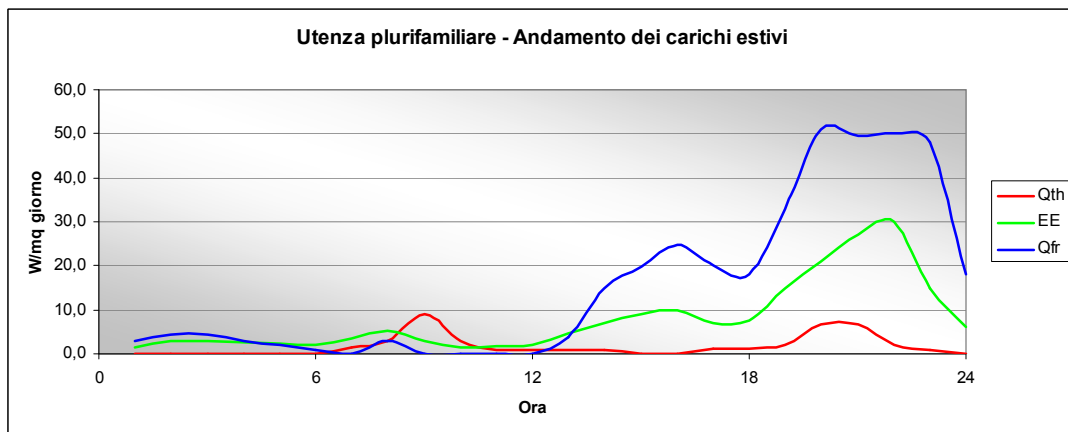


Fig. 3.4.2 Andamento estivo dei carichi termici, elettrici e frigoriferi per l'utenza monofamiliare

### 3.4.2 Requisiti funzionali ed impiantistici

Nel caso dell'utenza plurifamiliare, viene a cadere il vincolo di limitazione degli spazi disponibili che caratterizza l'utenza monofamiliare, in quanto i componenti di impianto vengono generalmente collocati in locali tecnici già predisposti ad ospitarli.

Non si ritiene pertanto economico l'utilizzo di accumuli termici a transizione di fase, e si opta per soluzioni ad acqua di grandi dimensioni, eventualmente modulari. Un maggiore dimensione dell'accumulo consente, a parità di energia accumulata, di contenere la temperatura media di esercizio ed aumentare l'efficienza di recupero termico dal cogeneratore, così come il COP della pompa di calore a compressione di vapore o della MA funzionante in pompa di calore, con immissione dell'energia prodotta nell'accumulo. L'utilizzo di serbatoi modulari (tank in tank) consente invece, oltre ad una installazione più agevole, l'impiego di collettori solari piani che possono così cedere calore a bassa temperatura al serbatoio di monte, operando con una buona efficienza anche nei mesi invernali.

### 3.4.3 Tecnologie disponibili

I maggiori carichi elettrici e termici relativi all'utenza plurifamiliare permettono la scelta di gruppi cogenerativi di taglia superiore rispetto all'utenza monofamiliare, caratterizzati da maggiori efficienze elettriche e costi specifici inferiori. Si riportano di seguito le caratteristiche di alcuni cogeneratori adatti a tale contesto:

Costi e caratteristiche	Potenza elettrica [kW]	$\eta$ elettrico [%PCI]	Potenza termica [kW]	$\eta$ I principio [%PCI]	Costo specifico. [€/kWh]	Costo manut. [c€/kWh]
MCI Tandem T20	20	29%	48	90%	<b>1450</b>	3.0
MCI Tema 30	28	28%	56	84%	<b>1500</b>	1.8
MCI Thermital 30	30	30%	58	88%	<b>1450</b>	n/a
MCI Thermital 50	50	37%	70	89%	<b>1450</b>	n/a
ST STM Power	55	30%	91	80	1100	n/a
MTG Capstone C30	30	25%	66	80%	3300	n/a

Tab.3.4.2 Dati tecnici ed economici relativi ad alcuni cogeneratori di piccola taglia utilizzabili per applicazioni plurifamiliari

Per le applicazioni plurifamiliari è possibile realizzare impianti che prevedano la produzione centralizzata dell'energia frigorifera mediante macchine elettriche a compressione di vapore o macchine ad assorbimento. A seguito dei numerosi modelli presenti sul mercato, si rimanda ai paragrafi 2.7.2 e 2.7.3 per la determinazione dei parametri caratteristici, mediante le relative curve che ne esprimono la dipendenza dalla taglia.

### 3.4.4 Schema generale di impianto

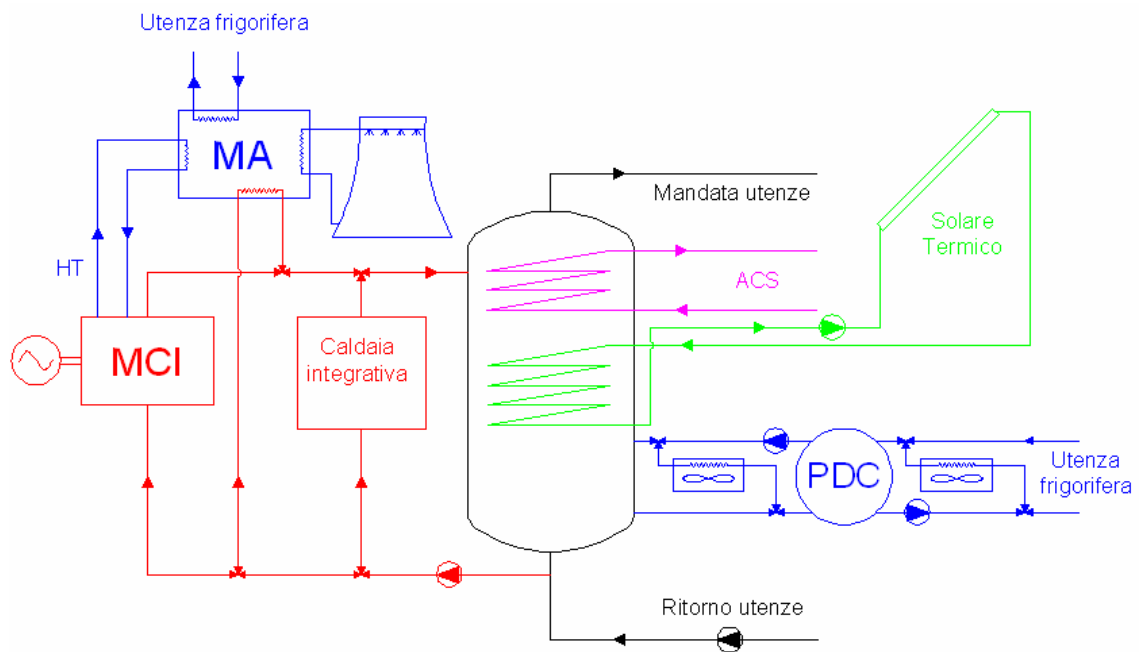
Anche nel caso dell'utenza plurifamiliare, il sistema di accumulo si configura come elemento di interfaccia tra i diversi componenti impiantistici, ricevendo il calore generato dal cogeneratore, dalla caldaia, dai collettori solari, dalla MA e dalla PDC.

Rispetto al caso monofamiliare, l'accumulo risulta di dimensioni nettamente maggiori (alcuni m<sup>3</sup>) e può essere realizzato in modo modulare; è infatti possibile prevedere più serbatoi in serie, di cui uno dedicato all'interfaccia con l'impianto solare mediante la relativa serpentina di scambio. E' inoltre possibile prevedere un accumulo di dimensioni inferiori contenente ACS, così da limitare il dimensionamento dello scambiatore preposto alla produzione di ACS (si ricorda che l'accumulo inerziale contiene acqua di impianto e non ACS). Ai fini della simulazione e della logica di funzionamento, l'accumulo viene comunque trattato come serbatoio di energia, prescindendo dall'effettiva configurazione impiantistica.

Rispetto allo schema presentato in fig. 3.4.3, è possibile che il funzionamento delle pompe di calore (MA e macchina a compressione di vapore) sia limitato al consumo istantaneo del calore generato, requisito fondamentale nel caso in cui il calore



prodotto non sia compatibile con il livello termico dell'accumulo, che generalmente opera a temperature più alte.



*Fig. 3.4.3 Schema impiantistico completo, di riferimento per l'applicazione plurifamiliare*

Dallo schema generale presentato, è possibile ottenere configurazioni più semplici escludendo i diversi componenti.

### 3.5 Scenario tariffario

Come evidenziato nel capitolo relativo alla logica di ottimizzazione del sistema, i parametri tariffari necessari alla simulazione dell'impianto sono relativi al costo del gas naturale ed alla valorizzazione dell'EE acquistata/venduta.

Nel primo caso, per l'acquisto di gas finalizzato alla produzione di energia termica mediante le classiche caldaie residenziali, si assume un costo pari a 0.65€/Sm<sup>3</sup>, corrispondente a 6,9c€/kWh. L'acquisto di gas finalizzato alla cogenerazione risulta invece defiscalizzato (par. 5.2.3); in questo caso si assume un costo pari a 0.46€/Sm<sup>3</sup>, corrispondente a 4,9c€/kWh.

Il costo di acquisto dell'EE è definito secondo la nuova tariffa bioraria, introdotta il 1° gennaio 2010 ed imposta a partire dal 1° giugno 2010 a tutti i clienti che non abbiano ancora scelto il mercato libero. I valori assunti rispecchiano le tariffe definite dal contratto Enel "EnergiaPura Bioraria" con un costo relativo alle ore di punta (F1 in figura) pari a 21.0 c€/kWh (comprensivo di oneri ed imposte) ed un costo di acquisto nelle ore fuori picco (F2 ed F3 in figura) pari a 16.1c€/kWh, sempre comprensivo di oneri ed imposte.

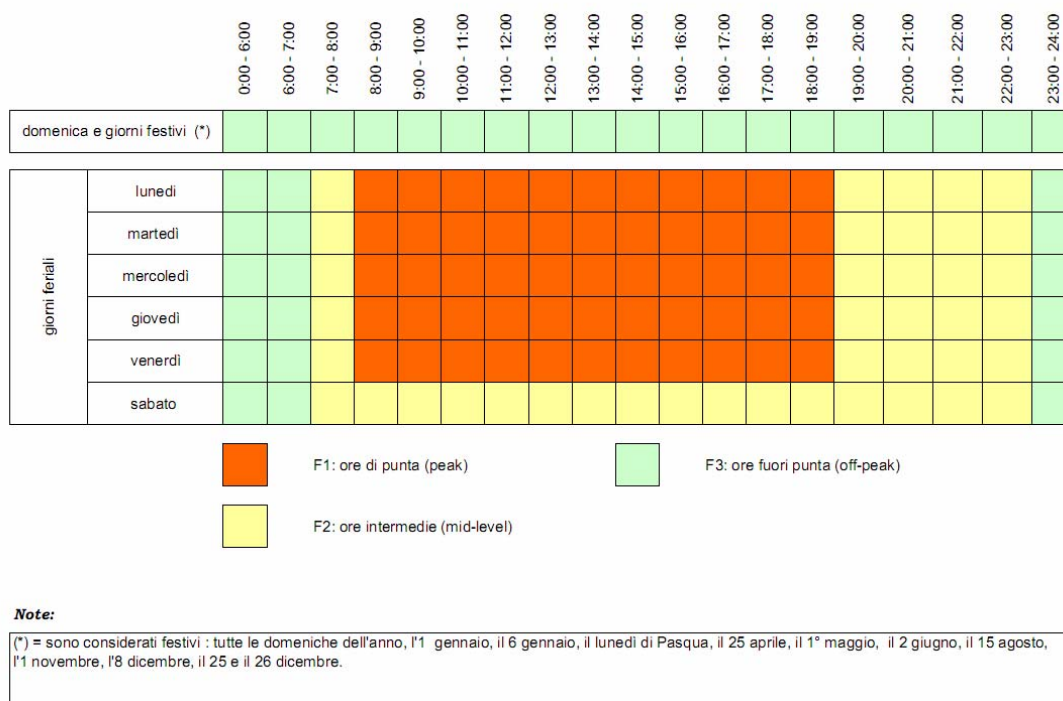


Fig. 3.5.1 Fasce orarie previste dalla nuova tariffa bioraria

Nella maggior parte dei casi L'EE cogenerata ed immessa in rete viene valorizzata per fasce orarie o mediante un prezzo medio di cessione, anche se la regolamentazione dello scambio sul posto prevede la possibilità di valorizzare tale immissione secondo i prezzi zonali definiti sul MGP (par. 5.2.2). Nella presente trattazione si assume quest'ultima ipotesi nell'ottica di un'interazione tra HECU e sistema elettrico basata su segnali di prezzo variabili giorno per giorno. Si riportano a titolo esemplificativo i profili di prezzo risultante dalle contrattazioni svoltesi

all'interno dell'MGP per un giorno festivo ed un giorno feriale, relativi al primo semestre 2010.

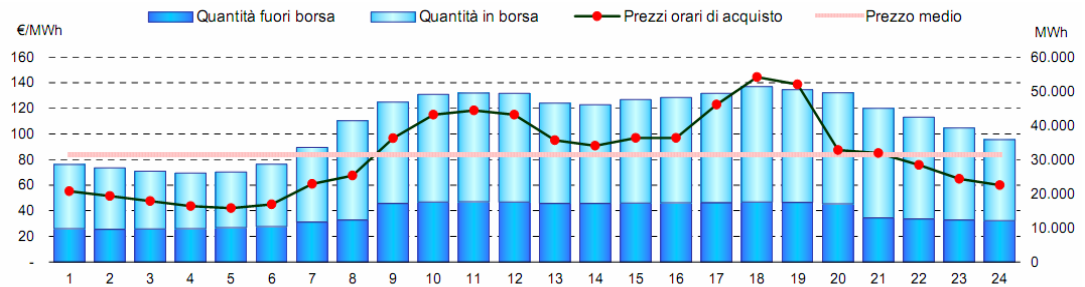


Fig. 3.5.2 Andamento del PUN, come definito dall'MGP, in una giornata feriale (11 gen 2010)

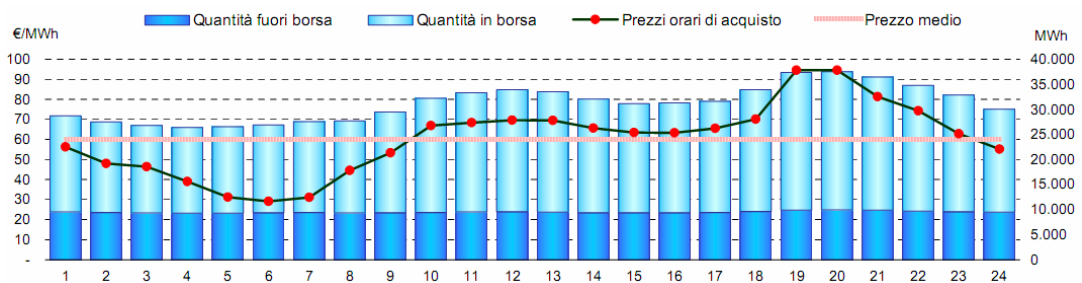


Fig. 3.5.3 Andamento del PUN, come definito dall'MGP, in una giornata festiva (7 gen 2010)

Nel report del GME per l'anno 2008 [6] sono inoltre riportati i profili medi mensili relativi all'andamento giornaliero del PUN, per l'anno 2007 e 2008.

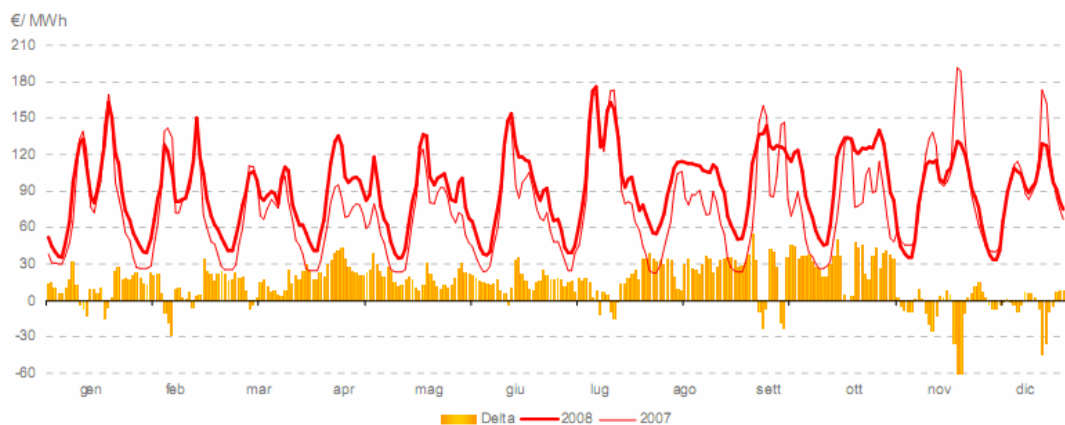


Fig. 3.5.4 Medie mensili dell'andamento giornaliero del PUN, in giornate feriali

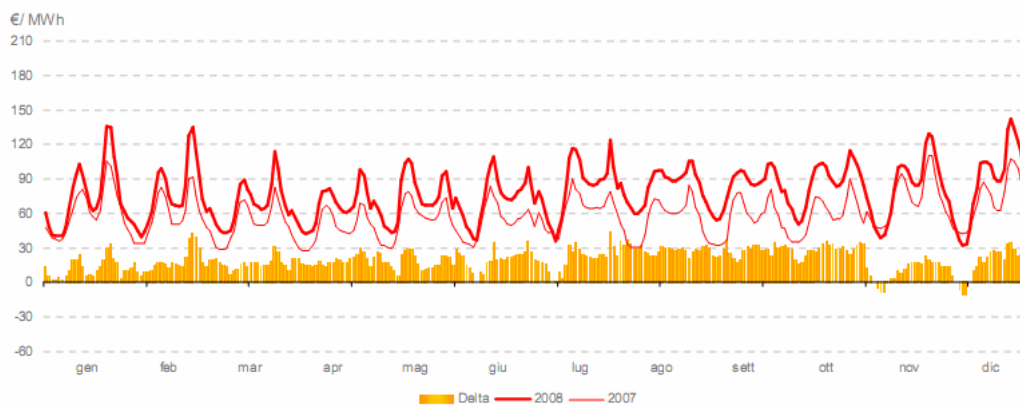


Fig. 3.5.5 Medie mensili dell'andamento giornaliero del PUN, in giornate festive

Dall'analisi dei dati presentati, è stato assunto un profilo di costo medio giornaliero da utilizzare per la determinazione della logica di funzionamento e per le simulazioni annuali:

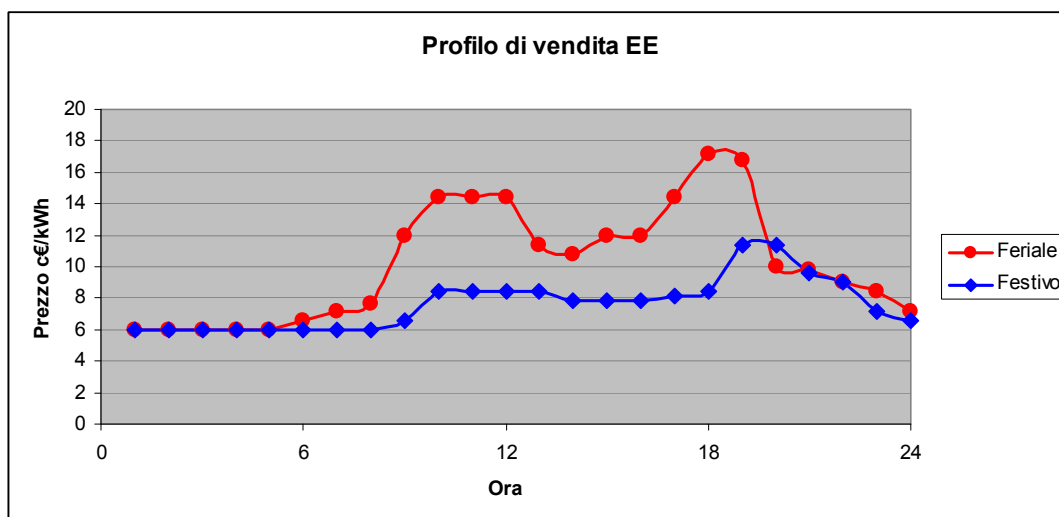


Fig. 3.5.6 Profili di vendita EE assunti

Confrontando i prezzi di acquisto relativi alla tariffa bioraria ed i prezzi di vendita relativi all'MGP, si può osservare una notevole differenza, legata in parte agli oneri di rete ed alle imposte che si aggiungono al costo dell'energia, ed in parte ai margini di ricavo delle aziende che acquistano sul mercato all'ingrosso per rivendere energia al dettaglio.

Tale discrepanza rende spesso conveniente l'autoconsumo dell'EE cogenerata, eliminando parte dei vantaggi che deriverebbero da un'immissione attiva di energia in rete nelle ore di punta, anche a seguito del mancato rimborso degli oneri di rete, nel caso di scambio sul posto dedicato ad impianti cogenerativi (par. 2.5.2).

### 3.6 Parco elettrico Italiano

Per il confronto dei consumi di energia primaria e delle emissioni generate dall'impianto cogenerativo, rispetto al caso di generazione separata di energia elettrica e termica, sono stati assunti i seguenti dati di riferimento relativi al parco elettrico italiano:

<b><math>\eta</math> elettrico medio</b>	<b>0.385</b>
<b><math>\eta</math> termico medio, residenziale</b>	<b>0.85</b>
Perdite di rete AT e MT	0.0385
Emissioni di CO <sub>2</sub> media [g/kWh <sub>el</sub> ]	690
Emissioni NOx medie [mg/kWh el]	600
Emissioni CO medie [mg/kWh el]	100
Emissioni SOx medie [mg/kWh el]	1000
Particolato [mg/kWh el]	40

*Tab.3.6.1 Rendimento ed emissioni medie del parco elettrico italiano*

Per la quantificazione dell'energia primaria utilizzata nel caso di generazione separata del freddo, è stato adottato un COP medio pari a 3.



## 4.1 Ruolo e principi fondamentali

Le finalità principali che hanno guidato lo sviluppo della logica di gestione dell'impianto cogenerativo sono:

- Minimizzazione dei costi di esercizio dell'impianto
- Conversione dell'energia con elevata efficienza
- Integrazione delle fonti energetiche rinnovabili
- Limitazione delle emissioni inquinanti
- Corretta gestione dell'utenza in termini di flussi energetici e di modalità di interfaccia

Lo sviluppo della logica di gestione è avvenuto mediante approssimazioni successive, secondo le seguenti modalità:

- a) **Definizione concettuale dell'algoritmo** nell'ottica di una successiva implementazione nel centro di gestione "intelligente" dell'impianto (HECU), pensato per regolarne il funzionamento;
- b) **Realizzazione di un software di simulazione** per la valutazione quantitativa dei vantaggi conseguibili mediante un impianto cogenerativo dotato di HECU ed accumulo termico, rispetto alla soluzione cogenerativa "classica" ed alla produzione separata di energia elettrica e calore.

Affinché la logica di gestione risulti efficace, come meglio evidenziato nei paragrafi seguenti, è fondamentale un controllo congiunto di tutti i *flussi energetici richiesti dall'utenza*, del funzionamento dei *componenti impiantistici* e dell'*interfaccia lato utente*.

### 4.1.1 Parametri di input

Per l'individuazione della miglior strategia di ottimizzazione per un sistema cogenerativo ad uso residenziale dotato di accumulo termico, è opportuno esaminare le principali variabili che regolano il funzionamento del sistema, elencate per punti nella parte seguente.

- **Carico elettrico:** come illustrato nella capitolo relativo alla definizione dello scenario, esso presenta un andamento molto variabile a livello orario e significative variazioni del profilo giornaliero in giornate adiacenti. Può essere soddisfatto mediante acquisto dalla rete esterna o produzione elettrica da parte del cogeneratore

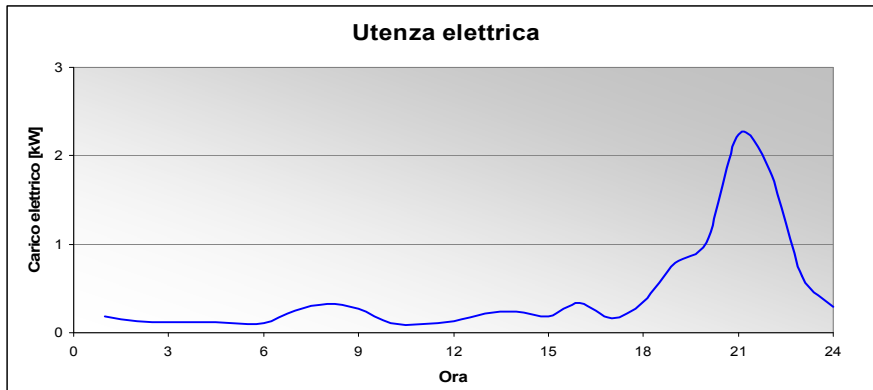


Fig. 4.1.1 Esempio di profilo di carico elettrico

- **Carico termico:** presenta un andamento piuttosto omogeneo in giornate adiacenti e viene soddisfatto mediante prelievi di acqua calda dal sistema di accumulo, all'interno del quale può essere immessa l'energia termica recuperata dalle seguenti fonti:
  - Cogeneratore;
  - Collettori solari;
  - Caldaia integrativa;
  - Recuperi termici derivanti dal funzionamento delle macchine frigorifere;
  - Funzionamento in pompa di calore della macchine frigorifere.
  
- **Carico frigorifero:** presenta un andamento con caratteristiche analoghe al caso precedente. Viene sempre soddisfatto in modo "istantaneo" mediante modulazione delle macchine dedicate alla produzione del freddo, per l'assenza di un sistema di accumulo dedicato. Nello scenario plurifamiliare esso regola il funzionamento della MA o della macchina a compressione (riportate nello schema di fig. 3.4.3) mentre nello scenario monofamiliare, essendo soddisfatto mediante split elettrici, modifica la curva di carico elettrico giornaliero dell'utenza.

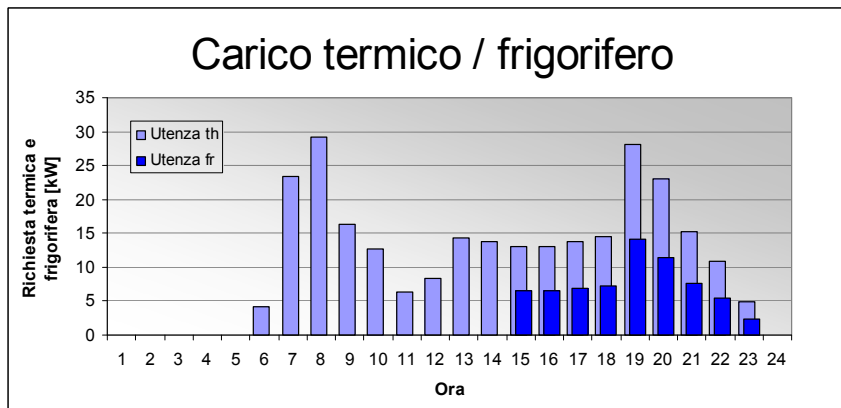


Fig. 4.1.2 Esempio di profilo di carico termico e frigorifero



- Temperatura ambiente:** influisce sulle prestazioni del cogeneratore (rendimento elettrico decrescente all'aumentare della temperatura) ed in modo più marcato sulle prestazioni dei cicli frigoriferi (nel caso in cui questi scambino calore con l'aria esterna).  
 L'andamento di temperatura previsto [25] costituisce pertanto un parametro utile alla previsione dei carichi termici e frigoriferi dell'utenza.

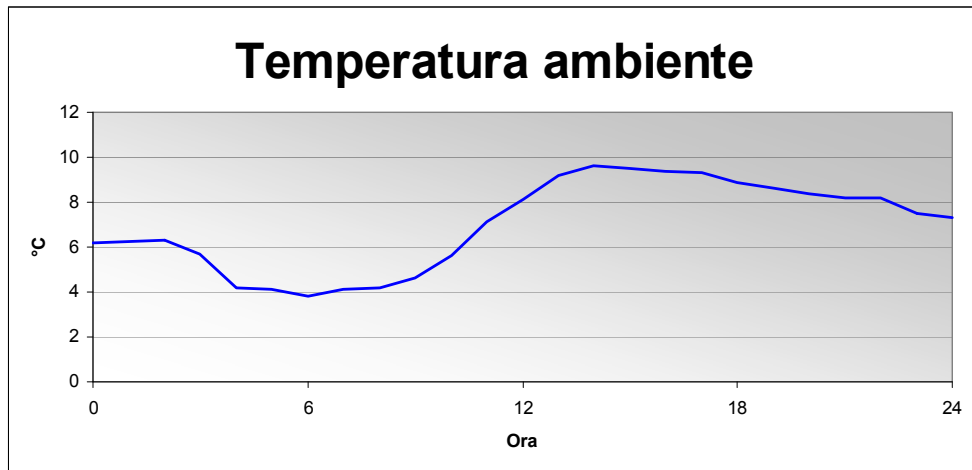


Fig. 4.1.3 Esempio di profilo della temperatura ambiente

- Valorizzazione dell'energia elettrica:** presenta due andamenti distinti rispettivamente per l'acquisto o per la cessione in rete. Nel primo caso si assume una tariffa a fasce orarie (il programma di simulazione permette comunque di definire valorizzazioni differenti) mentre nel secondo caso, per quanto previsto dalla regolamentazione relativa allo scambio sul posto, può essere assunta una valorizzazione per fasce orarie o una valorizzazione oraria pari al prezzo zonale definito sul MGP.

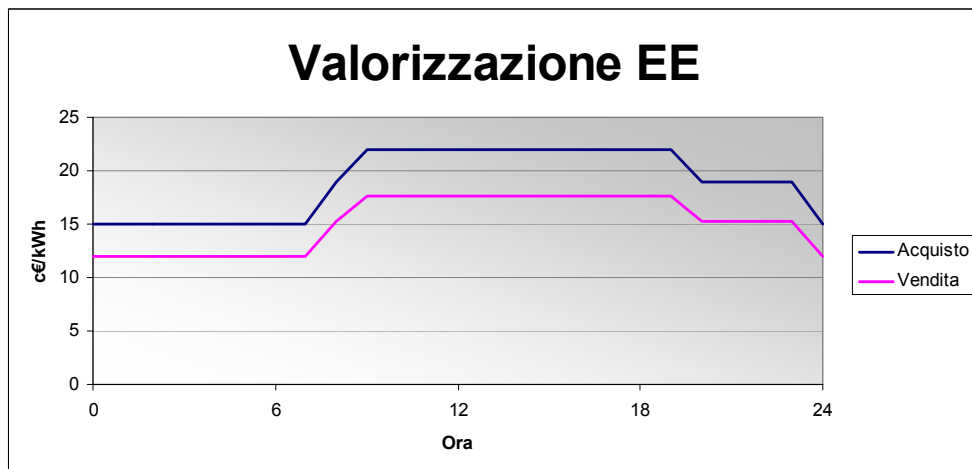
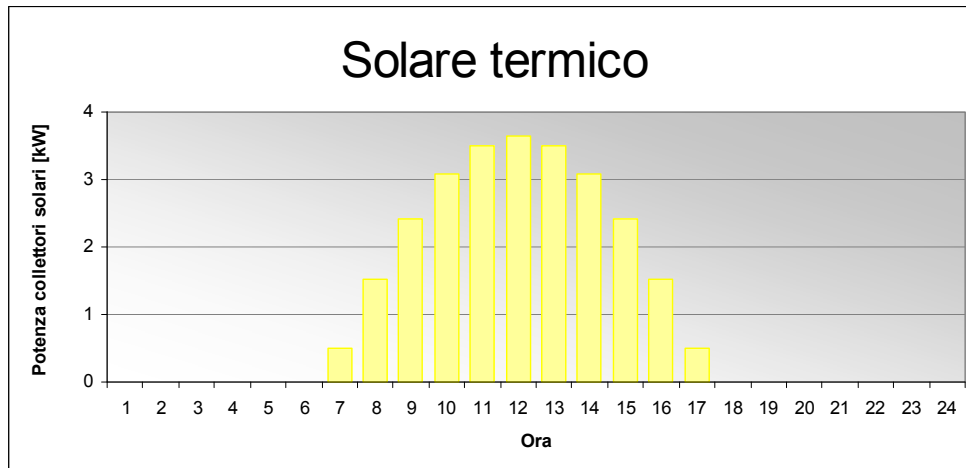


Fig. 4.1.4 Esempio di valorizzazione per fasce orarie dell'EE acquistata e venduta

- **Irraggiamento:** presenta un andamento giornaliero variabile in funzione delle condizioni meteorologiche. Determina la potenza termica erogata dai collettori solari



*Fig. 4.1.5 Esempio di profilo dell'energia termica erogata dai collettori solari*

Da una prima analisi si può osservare come tutte le variabili riportate presentino una ciclicità giornaliera, con andamenti più o meno omogenei in giornate adiacenti. Questo fattore, legato anche alla necessità di contenere la taglia del sistema di accumulo per ragioni di ingombri e di costi, ha portato alla scelta di una logica di ottimizzazione di tipo **giornaliero**, che si attua mediante una pianificazione anticipata del programma di funzionamento dell'impianto. Tale pianificazione viene effettuata all'inizio di ciascuna giornata, in accordo alla previsione oraria dei parametri elencati precedentemente.

#### 4.1.2 Gestione dei carichi elettrici

Un fattore importante nella modellazione della logica di gestione è costituito dalla modalità di gestione dei carichi elettrici; questi si differenziano infatti dalle altre variabili per due caratteristiche peculiari:

- Forte variabilità temporale da ora ad ora ma anche durante ciascuna ora, con evidente incompatibilità rispetto ad una logica di ottimizzazione avente risoluzione temporale pari a un'ora;
- Scarsa accuratezza nella previsione dell'andamento giornaliero;
- Possibilità di sfasamento dei carichi elettrici mediante scelte dell'utente o integrazione di elettrodomestici "intelligenti"

Questo ha portato alla scelta di una logica di ottimizzazione che esclude l'andamento dei carichi elettrici dell'utenza dagli input relativi alla prima fase di calcolo, mirata unicamente alla definizione del programma di funzionamento ottimizzato per la produzione di energia termica e frigorifera (comunque in considerazione alle tariffe di acquisto e vendita dell'EE).

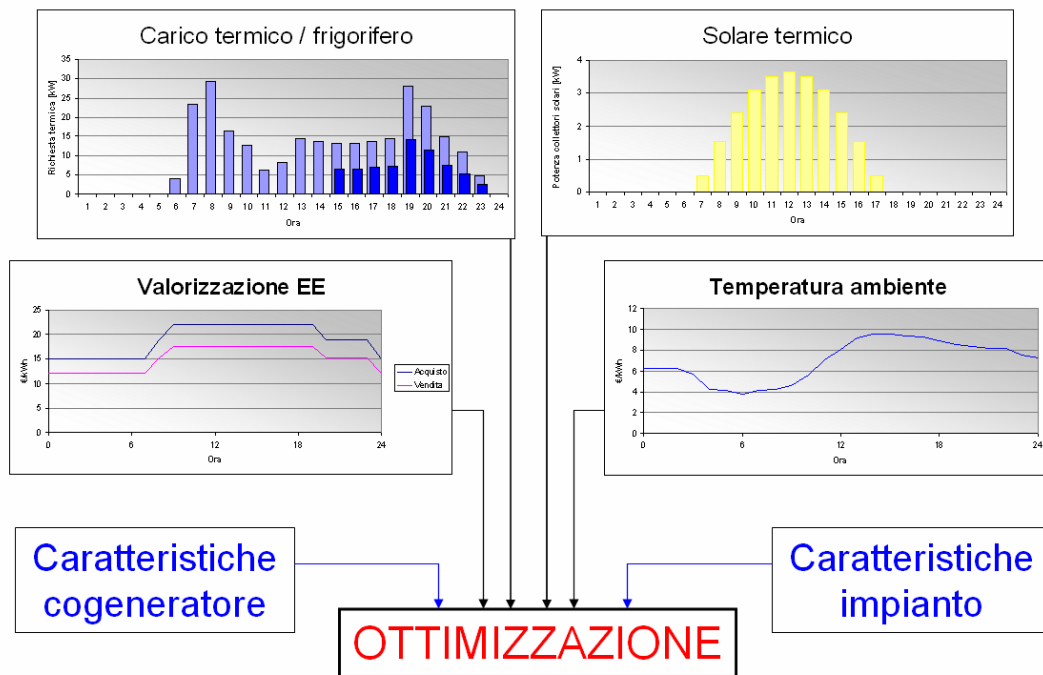


Fig. 4.1.6 Input del modello di calcolo

In base al programma definito viene successivamente calcolato il **profilo di costo "interno"** dell'energia elettrica per l'utenza. Tale costo coincide con il costo orario di acquisto dalla rete se nell'ora in oggetto il cogeneratore non è in funzione oppure al prezzo di cessione alla rete, se il cogeneratore è in funzione (limitatamente alla quota di energia elettrica generata). Tale profilo di costo viene quindi trasmesso alle principali utenze elettriche dell'abitazione/i (lavatrici, lavastoviglie, frigoriferi) che possono così concentrare i maggiori assorbimenti nelle ore caratterizzate dai costi più bassi.

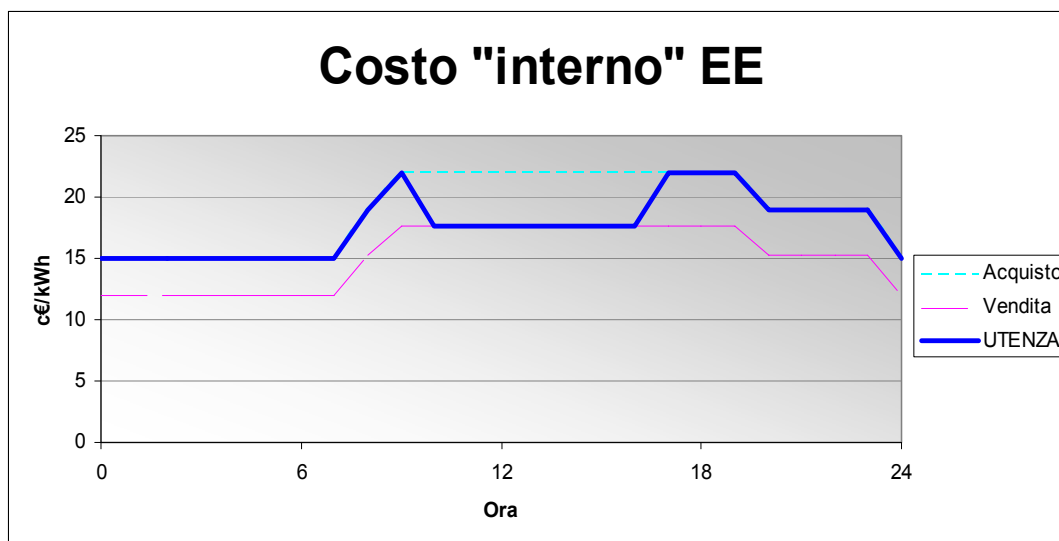


Fig. 4.1.7 Curva di costo "interno" dell'EE

Si ottiene così una logica di funzionamento guidata dalle richieste energetiche relative alla climatizzazione che, risultando discretamente omogenee in giornate adiacenti, favoriscono l'attività previsionale necessaria all'ottimizzazione del sistema.

Al comportamento "intelligente" delle principali utenze elettriche viene invece affidato il compito di concentrare i relativi carichi nelle ore caratterizzate dal minor costo interno dell'energia che, riflettendo in parte l'andamento del prezzo esterno (relativo alla rete elettrica nazionale), è anche indice della disponibilità e della efficienza di generazione elettrica a livello nazionale.

Al vantaggio economico conseguito dall'utente si aggiunge così un vantaggio dal punto di vista della gestione della rete elettrica. In base ai segnali di prezzo ricevuti, l'impianto cogenerativo contribuisce infatti ad erogare un servizio di *power levelling* cui conseguono i benefici descritti nel paragrafo 2.2.

#### 4.1.3 Gestione dei carichi elettrici non sfasabili

La semplificazione introdotta mediante la separazione concettuale dei carichi elettrici da quelli termici non comporta sostanziali scostamenti rispetto alla gestione ideale del sistema. Essa permette al contempo di risolvere il problema di ottimizzazione mediante un procedimento chiuso e non iterativo, e quindi non affidato a metodi probabilistici che complicherebbero notevolmente il calcolo e renderebbero meno interpretabili i risultati ottenuti.

L'unico fattore di scostamento rispetto alla soluzione ideale è costituito dall'esistenza di significativi carichi elettrici che risultino al contempo prevedibili e non sfasabili temporalmente. Essi sono prevalentemente costituiti dall'assorbimento elettrico degli split di condizionamento che, come si è visto, costituiscono la soluzione più economica per la climatizzazione estiva di utenze monofamiliari.

A questi si aggiunge, per le utenze plurifamiliari, un profilo di carico elettrico base che a livello statistico si ripete uguale a se stesso in giornate adiacenti.

Nel caso di un *reverse metering factor* significativamente inferiore all'unità, l'esistenza di tali carichi potrebbe rendere conveniente il funzionamento del cogeneratore contemporaneamente all'utenza elettrica, così da autoconsumare l'energia prodotta.

Per considerare tale fattore nella fase di definizione del programma di funzionamento ottimizzato del sistema, è possibile modificare, a monte dell'ottimizzazione stessa, le curve di valorizzazione dell'EE cogenerata. Nelle ore in cui è presente il carico elettrico di cui sopra, la valorizzazione dell'energia prodotta dal cogeneratore viene variata dal prezzo di vendita alla rete al prezzo di acquisto dalla rete, considerando quindi eventuali apporti cogenerativi al pari di un mancato acquisto.

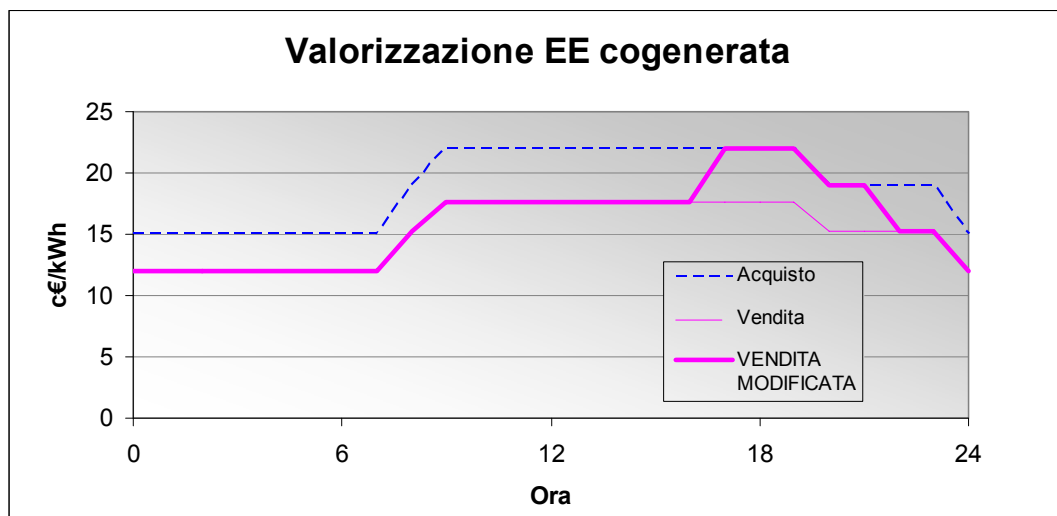


Fig. 4.1.8 Esempio di valorizzazione dell'EE cogenerata

Precisando che per carichi modesti rispetto alla potenza elettrica del cogeneratore non è opportuno modificare la curva di prezzo riportata, si evidenzia come per carichi non trascurabili, ma inferiori alla potenza elettrica del cogeneratore, la valorizzazione dell'EE cogenerata possa essere calcolata come:

$$V'_{vendita} = V_{acquisto} \cdot \frac{P_{utenza}}{P_{cog}} + V_{vendita} \cdot \left( 1 - \frac{P_{utenza}}{P_{cog}} \right) \text{ con } P_{cog} \neq 0 \text{ e } P_{ut} < P_{cog}$$

Dove V indica la valorizzazione dell'EE espressa in c€/kWh e P la potenza espressa in kW.

La valorizzazione dell'energia prodotta dal cogeneratore viene così posta pari ad una media pesata tra il costo di acquisto ed il prezzo effettivo di vendita in rete.

Si evidenzia come l'andamento ottenuto per la valorizzazione dell'energia prodotta dal cogeneratore costituisca unicamente un parametro per la scelta del programma giornaliero ottimizzato. Ai fini della simulazione, il costo consuntivo di esercizio viene calcolato valorizzando gli scambi *effettivi* di EE (inclusi quindi i consumi dell'utenza) al prezzo di scambio reale.

#### 4.1.4 Integrazione di altre fonti rinnovabili

Grazie alla separazione concettuale tra gestione della parte termica e gestione della parte elettrica, la logica implementata è in grado di ottimizzare in modo semplice eventuali apporti energetici derivanti da altre fonti rinnovabili quali fotovoltaico, mini-eolico o mini-idroelettrico. Tali apporti non modificano infatti la curva di valorizzazione dell'energia elettrica utilizzata come input per la definizione del programma di lavoro giornaliero, in quanto la rete è modellizzata come un serbatoio a capacità infinita (rispetto alle potenze in gioco) in grado di accettare oltre all'energia immessa dal cogeneratore, anche quella derivante da altre fonti.

Nel caso in cui tale flusso energetico risulti prevedibile con buona approssimazione su base giornaliera, è possibile ottimizzare ulteriormente il comportamento delle utenze elettriche agendo sulla curva di "costo interno", esattamente come descritto nel caso del cogeneratore. Ad una produzione di energia da fonte rinnovabile in una certa fascia oraria, corrisponderà quindi una variazione del costo interno dal prezzo di acquisto a quello di vendita.

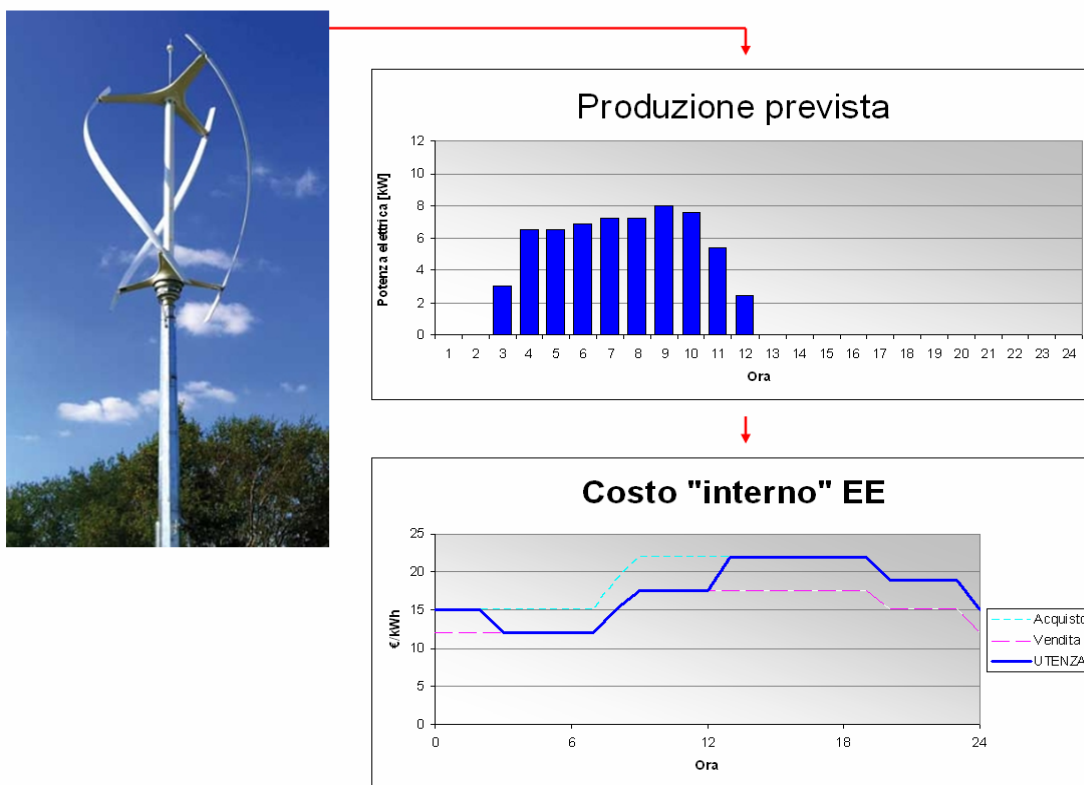


Fig. 4.1.9 Esempio di integrazione predittiva per un impianto micro - eolico

## 4.2 Interfaccia utente

La logica di gestione proposta punta alla massima semplificazione della gestione lato utente, richiedendo unicamente le seguenti interazioni:

- Impostazione del profilo giornaliero della temperatura interna voluta con un orizzonte temporale di almeno una giornata, per ottenere una previsione più accurata dei carichi termici e frigoriferi dell'abitazione;
- Scelta dell'orario di funzionamento dei principali elettrodomestici presenti (lavastoviglie, lavatrice), effettuata in qualsiasi momento della giornata, scegliendo tra gli orari proposti dall'elettrodomestico stesso, in funzione della curva di costo interno dell'EE prevista dall'HECU.



*Fig. 4.2.1 HECU ed elettrodomestici predisposti all'interfaccia con HECU*

Grazie al controllo di tutte le utenze termiche e frigorifere dell'abitazione (o del contesto multifamiliare) e delle modalità di funzionamento dei componenti impiantistici preposti al soddisfacimento di tali utenze, l'unità de controllo HECU è anche in grado di fornire a **consuntivo** una serie di parametri utili a valutare i benefici derivanti dal sistema di cogenerazione e dalla logica di ottimizzazione adottata.

Si elencano di seguito i parametri più importanti:

- Efficienza energetica dell'abitazione espressa in kWh/m<sup>2</sup>anno
- Emissioni inquinanti evitate a livello globale, risparmio economico ed energetico conseguito, sia rispetto ad un sistema cogenerativo senza accumulo, che rispetto ad un sistema di riscaldamento e condizionamento tradizionale.
- Consumi energetici dell'abitazione suddivisi per tipologia, eventualmente confrontati con altre abitazioni aventi caratteristiche simili.

Emerge da numerosi studi [8] che un significativo risultato sulla riduzione del consumo energetico è coadiuvato dallo *User Awareness*. Mostrare il consumo istantaneo e/o cumulativo (anche comparato a dati di tipo storico) aumenta in modo significativo la propensione dell'utente al consumo virtuoso (effetto credit card). Può inoltre risultare incentivante la presa di coscienza dell'utente rispetto a consumi che non erano noti (dispositivo acceso in assenza di utilizzo). In questo caso gioca un ruolo fondamentale la logica d'automazione, che semplifica e rende meno faticoso il raggiungimento dell'obiettivo di risparmio.

### 4.3 Previsione dei carichi e delle condizioni ambientali

La corretta previsione delle richieste orarie di potenza termica e frigorifera da parte dell'utenza, nonché della temperatura ambientale e dell'irraggiamento, riveste un'importanza fondamentale nell'ottimizzazione del sistema che, come illustrato precedentemente, si basa su una pianificazione anticipata del programma di lavoro per il giorno successivo.

E' necessario distinguere le modalità di previsione e la validità dei dati ottenuti, a seconda che ci si trovi nel contesto di simulazione annuale dell'impianto (volta ad una progettazione ottimizzata dello stesso) o nel contesto di funzionamento reale.

#### 4.3.1 Regolazione dell'impianto in esercizio

Durante il funzionamento reale dell'impianto si rende necessaria, alla fine di ciascuna giornata, la determinazione dei parametri previsionali relativi al giorno successivo, per ottimizzarne il programma di funzionamento.

Nella definizione delle modalità previsionali adottate viene assunta come ipotesi la presenza di un sistema di comunicazione che consenta l'accesso alla rete internet o comunque ad una fonte di informazione meteo da parte dell'unità di controllo HECU. Tale sistema di comunicazione è peraltro necessario per lo scambio di informazioni tra utenza e rete elettrica, nell'ipotesi di transizione verso un sistema elettrico basato sul concetto di Smart Grid.

Dalla rete esterna vengono quindi ricavate le informazioni circa il profilo di *temperatura esterna* atteso nelle 24 ore seguenti e la *presenza o assenza di irraggiamento*. Nel caso di remunerazione dell'energia ceduta alla rete in base ai prezzi definiti sul MGP, il sistema acquisisce anche l'andamento del *prezzo di mercato zonale* definito.



Se è prevista una giornata di sole, l'andamento orario dell'irraggiamento viene stimato mediante un confronto con i dati storici medi, relativi alla località in oggetto. In base alle caratteristiche costruttive dei collettori solari, al loro orientamento ed all'estensione della superficie captante, viene elaborata una previsione della potenza termica prodotta in ciascuna ora (per i dettagli di calcolo si rimanda all'allegato A, relativo allo strumento Excel per la simulazione dell'impianto solare a partire dai dati storici).

Se è prevista una giornata nuvolosa, la potenza termica prodotta dai collettori solari viene posta identicamente nulla.

I carichi termici e frigoriferi vengono invece determinati mediante una logica di auto apprendimento, il cui funzionamento elementare è basato sulla classificazione delle giornate secondo i criteri di:

- Feriale / Festivo
- Presenza / assenza irraggiamento

Per ciascuna tipologia di giornata viene calcolato, in base ai dati relativi alle giornate trascorse, il fabbisogno energetico orario dell'abitazione o del complesso di abitazioni in termini di kW/K (dove il denominatore è dato dalla differenza tra la temperatura interna impostata dall'utente e la temperatura esterna.)

A fine giornata il sistema di controllo sottrae quindi dal profilo di temperatura interna programmato il profilo previsto per la temperatura esterna. I valori differenziali ottenuti vengono moltiplicati per il parametro kW/K relativo alla tipologia della giornata successiva.

E' così possibile determinare un andamento orario atteso per le richieste termiche e frigorifere, che tenga conto di eventuali variazioni della temperatura esterna da un giorno all'altro o di variazioni della temperatura interna programmata dall'utente.

L'approccio adottato rappresenta chiaramente una semplificazione rispetto al reale problema fisico, in primo luogo per la mancata considerazione delle inerzie termiche dell'abitazione. Esso è quindi riportato come esempio di gestione previsionale dei carichi termici da parte dell'unità HECU, rimandando a testi del settore per modelli di previsione più accurati.

#### 4.3.2 Simulazione annuale

In questo contesto, non potendo attuare logiche di auto-apprendimento, i dati previsionali vengono determinati a priori per l'intero anno solare e costituiscono un input all'algoritmo di simulazione. Esso determina quindi il programma di funzionamento di ciascuna giornata come se i suddetti dati fossero ricavati mediante le logiche descritte al paragrafo precedente.

L'andamento orario della **temperatura ambiente** per la località oggetto è reperibile gratuitamente in rete mediante i database ARPA; a tal proposito si riportano i seguenti riferimenti:

- Lombardia: <http://www.arpalombardia.it/meteo/dati/richiesta.asp>
- Emilia Romagna [http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni\\_e\\_dati/dexter](http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni_e_dati/dexter)

I dati orari ottenuti possono essere inseriti direttamente nel programma di simulazione Microgen come serie su 8760 ore.

Mediante gli stessi database indicati al punto precedente, è possibile reperire i dati di **radiazione globale** oraria sul piano orizzontale per la località di interesse che, congiuntamente ai dati caratteristici dei collettori solari, possono essere inseriti nel modello Excel descritto nell'allegato B, per ottenere un andamento orario dell'energia termica erogata dall'impianto solare. I dati ottenuti, costituiti da 8760 punti, possono essere inseriti direttamente in Microgen.

I **carichi elettrici, termici e frigoriferi** relativi all'utenza considerata possono essere ipotizzati mediante il foglio Excel "Impostazione carichi.xls" (par. 5.1.1), nel caso in cui siano disponibili le bollette energetiche relative all'utenza stessa. Nel caso più generale in cui le bollette non siano disponibili o l'utenza sia costituita da un fabbricato di nuova realizzazione, è possibile determinare i fabbisogni energetici della stessa mediante applicazioni per la simulazione termotecnica dell'edificio ed inserire i dati orari in Microgen, come serie su 8760 ore.

#### 4.4 Logica di ottimizzazione

La logica di gestione individuata assume come riferimento lo schema generale di impianto presentato al paragrafo 3.4.4 e consente di gestire tutte le configurazioni impiantistiche possibili, dalla più complessa nella quale sono presenti tutti gli elementi, alla più semplice dove è presente unicamente il cogeneratore e l'accumulo termico (sia esso realmente presente o costituito dalla sola capacità termica dell'utenza).

L'accumulo viene trattato unicamente come *serbatoio di energia*, sia che contenga acqua, sia che contenga solidi a transizione di fase. In questo modo è possibile generalizzare la trattazione, svincolandola dalla tipologia e dalle temperature operative dell'accumulo stesso. La scelta di tali parametri, ed in particolare del livello termico di accumulo, si riflette invece sui rendimenti di recupero termico del cogeneratore, sul rendimento medio della caldaia, sul rendimento dei collettori solari termici e sulla tipologia dell'impianto di riscaldamento da adottare.

I parametri descritti vengono definiti in una fase di studio impiantistico che si svolge a monte della simulazione e fornisce a quest'ultima i dati per la caratterizzazione dei componenti di impianto presenti.

Il parametro principale per la definizione del programma giornaliero di funzionamento del sistema è costituito dal *costo marginale dell'energia termica*, ossia dal relativo costo di produzione, calcolato come somma degli input necessari (combustibile, energia elettrica) e dei costi di O&M dei componenti di impianto coinvolti. A tale costo viene sottratto il valore dell'energia elettrica eventualmente prodotta, valorizzata al prezzo di vendita in rete, eventualmente corretto secondo i parametri descritti nel par. 4.1.3.

Si è scelto come riferimento il costo marginale del calore in quanto risulta facilmente calcolabile a partire da costi completamente noti (valorizzazione energia elettrica, combustibile ecc.). L'assunzione di un parametro di riferimento diverso (es. costo marginale dell'energia elettrica prodotta) avrebbe comportato difficoltà aggiuntive a causa della valorizzazione non oggettiva del calore prodotto come effetto secondario.

L'energia termica viene valorizzata a priori solamente nel caso relativo alla scelta della modalità di copertura dei carichi frigoriferi, qualora sia presente sia la macchina a compressione che quella ad assorbimento. In questa situazione è infatti necessario scegliere la configurazione ottimale di funzionamento dell'impianto, anche in base al valore attribuibile all'energia termica recuperabile dalle macchine frigorifere.

Nella logica adottata viene data "priorità di dispacciamento" all'energia termica derivante da *fonti rinnovabili* (solare termico) o dai recuperi termici delle macchine dedicate alla produzione del freddo. Nel modello adottato, la produzione del freddo non risulta infatti sfasabile rispetto alle richieste dell'utenza, per l'assenza di un accumulo a bassa temperatura e per la modesta inerzia termica caratteristica dei sistemi di condizionamento (tipicamente split o fan coil vengono attivati solo nelle ore più calde della giornata). Di conseguenza non è possibile decidere in modo indipendente quando rendere disponibile il recupero termico che ne deriva, ed esso va utilizzato nel momento in cui viene prodotto.

Nella definizione del programma di funzionamento ottimale del sistema, si è scelto inoltre di escludere a priori modalità di funzionamento che prevedano la dissipazione del calore prodotto (cogeneratore in funzione senza recupero termico) o il funzionamento della caldaia integrativa quando non strettamente necessario. Tali soluzioni potrebbero talvolta avere un significato economico, ma non risultano giustificate in un'ottica di microgenerazione residenziale, caratterizzata dalla necessità di contenere al massimo le emissioni inquinanti. Si ricorda inoltre che l'utilizzo di un combustibile pregiato quale il gas naturale in motori primi, aventi rendimenti elettrici nettamente inferiori rispetto ai moderni CC, trova una giustificazione energetica ed ambientale solo nel caso in cui il calore prodotto venga recuperato integralmente, conseguendo elevati rendimenti di primo principio.

L'ottimizzazione consiste nella definizione, alla fine di ciascuna giornata, di un programma di funzionamento per il giorno successivo in base ai valori previsionali di input descritti nel paragrafo 4.1.1.

Dalle linee guida esposte è stato quindi definito un algoritmo concettuale di calcolo basato sui passaggi logici presentati nei paragrafi seguenti.

#### 4.4.1 Costo marginale dell'energia termica

In questa fase viene calcolato il costo marginale dell'energia termica prodotta in tutte le configurazioni di funzionamento possibili, definite a loro volta in base allo schema di impianto in oggetto. L'attivazione di ogni componente impiantistico sarà chiamata d'ora in avanti *soluzione* (per la produzione di energia termica).

Input previsionali:	Profilo tariffario acquisto e vendita EE Curva temperatura ambiente (calcolo prestazioni cogeneratore, PDC, MA)
Input noti:	Costo del combustibile per cogeneratore e caldaia integrativa Costi O&M dei componenti impianto Parametri caratteristici cogeneratore, MA, PDC
Output:	Costo marginale orario dell'energia termica producibile in ciascuna modalità di funzionamento Potenza termica producibile in ciascuna modalità di funzionamento

##### Cogeneratore (1 soluzione)

Poiché il cogeneratore presenta tipicamente il massimo rendimento al carico nominale e tutta l'energia termica di recupero può essere immagazzinata nell'accumulo, viene calcolato unicamente il funzionamento alla potenza elettrica nominale.

In base al costo orario di vendita dell'EE, alla temperatura ambiente ed ai costi O&M della macchina, vengono calcolati per ogni ora tutti i parametri relativi al punto di funzionamento, ottenendo la potenza elettrica e termica generate, il consumo di combustibile, i valori di emissioni allo scarico ed il costo marginale del calore prodotto.

##### Macchina a compressione (2 soluzioni)

Si simula il funzionamento della PDC a compressione rispettivamente al 50% ed al 100% del carico nominale. In base al costo orario di acquisto dell'EE, alla temperatura ambiente ed ai costi di O&M della macchina, viene calcolato per ogni ora il costo dell'energia termica prodotta.

Il funzionamento alla metà del carico nominale è calcolato unicamente per evidenziare eventuali vantaggi derivanti dall'incremento di efficienza in parzializzazione, caratteristico della macchine che effettuano la regolazione mediante inverter.

### Macchina ad assorbimento (1 soluzione)

Questa modalità di funzionamento viene analizzata nel caso in cui la MA possa invertire il ciclo e funzionare in modalità pompa di calore. Poiché il calore in input alla MA è prodotto dal cogeneratore, che presenta rendimenti tanto più elevati quanto più il suo punto di funzionamento è vicino alle condizioni nominali, si ipotizza che MA e cogeneratore funzionino in condizioni nominali qualora il recupero termico ad alta temperatura derivante dal cogeneratore sia sufficiente ad alimentare la MA. Qualora questo sia invece inferiore alla richiesta termica della MA, essa funziona a carico parzializzato per non rendere necessario l'intervento della caldaia integrativa.

Vengono quindi determinati i punti di funzionamento delle macchine in base alla temperatura ambiente, ottenendo la potenza termica generata (come somma dei recuperi termici a bassa temperatura derivanti dal cogeneratore e dall'output termico della MA), la potenza elettrica generata ed i valori delle emissioni allo scarico del cogeneratore. In base al prezzo di cessione dell'EE ed ai costi O&M del cogeneratore e della MA, viene calcolato il costo marginale del calore prodotto.

### Caldaia integrativa (1 soluzione)

In base al costo del combustibile ed ai costi di O&M della caldaia integrativa, viene calcolato il costo del calore generato dalla stessa ed i valori di emissioni al camino.

Si ottengono così 5 alternative di funzionamento per ciascuna ora, per un totale di 120 per ciascuna giornata, che possono essere virtualmente attivate in contemporanea, tranne il caso del funzionamento a potenza nominale del cogeneratore con recupero termico integrale, che esclude il funzionamento della MA in cascata.

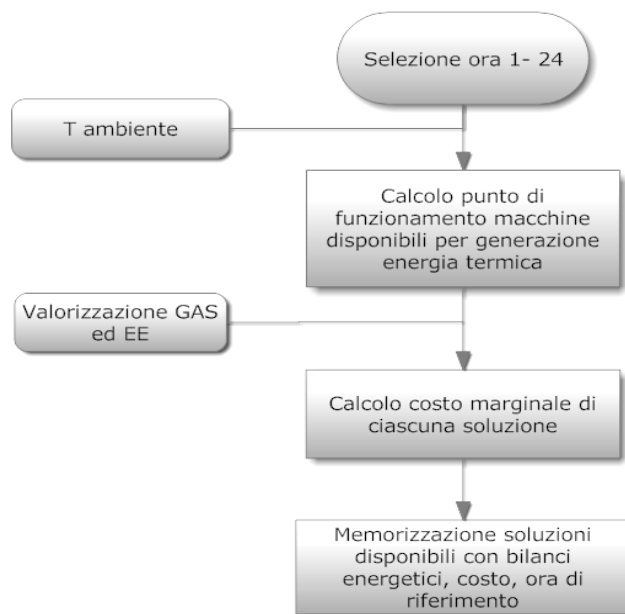


Fig. 4.4.1 Logic Flow per il calcolo del costo marginale dell'energia termica

#### 4.4.2 Carichi frigoriferi

In questa fase viene individuata la modalità di funzionamento ottimale per soddisfare i carichi frigoriferi dell'utenza che, come illustrato precedentemente, rappresentano una richiesta istantanea per la quale la produzione deve avvenire contestualmente alla richiesta.

Input previsionali:	Curva di carico frigorifero Profilo tariffario acquisto e vendita EE Curva temperatura ambiente (prestazioni cogeneratore, MA, PDC)
Input noti:	Costo del combustibile per il cogeneratore (alimentazione MA) Costi O&M componenti impianto Parametri caratteristici cogeneratore, MA, PDC Valorizzazione del calore eventualmente recuperato
Output:	Programma di lavoro delle macchine frigorifere Consumi di EE e combustibile degli elementi attivati Output termici (recuperi termici), elettrici ed emissioni degli elementi attivati

Nel caso in cui sia presente **una sola macchina frigorifera**, ne viene calcolato il punto di funzionamento parzializzato per soddisfare i carichi imposti, individuando i consumi di EE e combustibile per ciascuna ora, le emissioni e l'eventuale calore recuperato.

Nel caso siano presenti **due macchine frigorifere** (una a compressione e l'altra ad assorbimento) vengono valutate le seguenti possibilità di funzionamento:

- MA a copertura della richiesta frigorifera mediante parzializzazione dalla potenza minima alle condizioni di funzionamento nominali o al limite di potenza imposto dal massimo recupero termico ad alta temperatura conseguibile dal cogeneratore. Qualora la MA non sia in grado di coprire l'intero carico frigorifero, interviene la PDC elettrica a copertura della richiesta residua;
- PDC a copertura della richiesta frigorifera mediante parzializzazione dalla potenza minima alle condizioni di funzionamento nominali, eventuale intervento della MA a copertura del carico residuo. Intervento della caldaia integrativa se la richiesta di calore ad alta temperatura da parte della MA eccede la capacità del cogeneratore.
- Carico ripartito in modo da ottenere la stessa parzializzazione sulle due macchine. Viene così valutato l'eventuale beneficio derivante dall'aumento di COP caratteristico delle macchine frigorifere in condizioni di parzializzazione (escluse le macchine da pochi kW con regolazione on/off).

Si evidenzia come la MA possa essere dimensionata assumendo un input massimo di calore ad alta temperatura maggiore rispetto a quello recuperabile dal cogeneratore, nell'ottica di coprire i carichi frigoriferi di picco mediante l'ausilio della caldaia integrativa. Nel caso in cui sia presente solo la MA, la caldaia interviene unicamente nel caso in cui l'input fornito dal cogeneratore non sia sufficiente all'alimentazione della MA stessa.

Per ciascuna soluzione individuata viene calcolato il costo complessivo di funzionamento dei componenti di impianto attivati per la produzione del freddo, secondo il profilo tariffario di acquisto e vendita EE, il costo del combustibile, i costi O&M e la valorizzazione dell'energia termica recuperata (costo marginale minimo orario calcolato allo step 1).

Viene quindi selezionata la soluzione più economica, ne vengono calcolati i costi operativi, le emissioni (MA alimentata dal cogeneratore) e gli eventuali recuperi termici che ne derivano.

Si riporta di seguito lo schema concettuale di calcolo adottato.

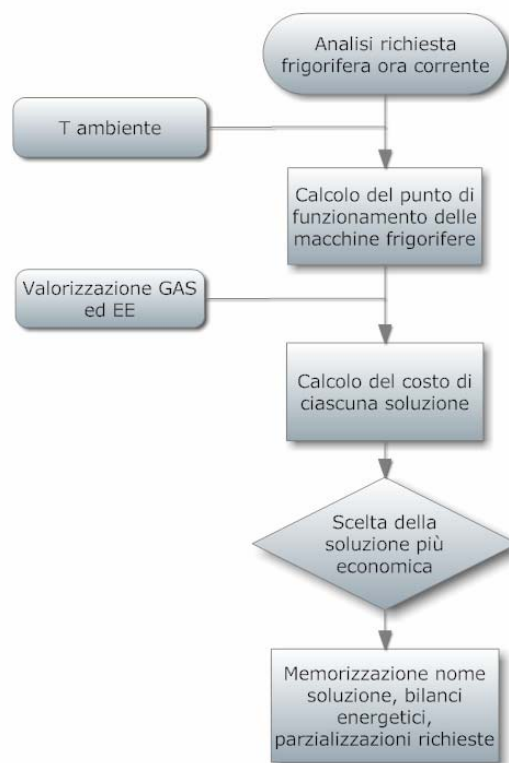


Fig. 4.4.2 Logic Flow per l'ottimizzazione della produzione di freddo

### 4.4.3 Solare termico

In questa fase viene stimato il contributo termico fornito dai collettori solari.

Input previsionali: Presenza/assenza irraggiamento

Input noti: Caratteristiche dell'impianto solare termico  
Dati di irraggiamento medi della zona (UNI10349)

Output: Energia termica oraria fornita

In base alla previsione di irraggiamento (presenza/assenza), alla serie storica dei valori riportati in normativa, alla temperatura media dell'accumulo (ipotizzata costante nel mese) ed alle caratteristiche dei collettori solari, viene calcolata l'energia termica che si prevede di recuperare dall'impianto solare termico, secondo le modalità descritte nell'allegato A. Nel caso in cui l'impianto solare non sia presente, la previsione è identicamente nulla.

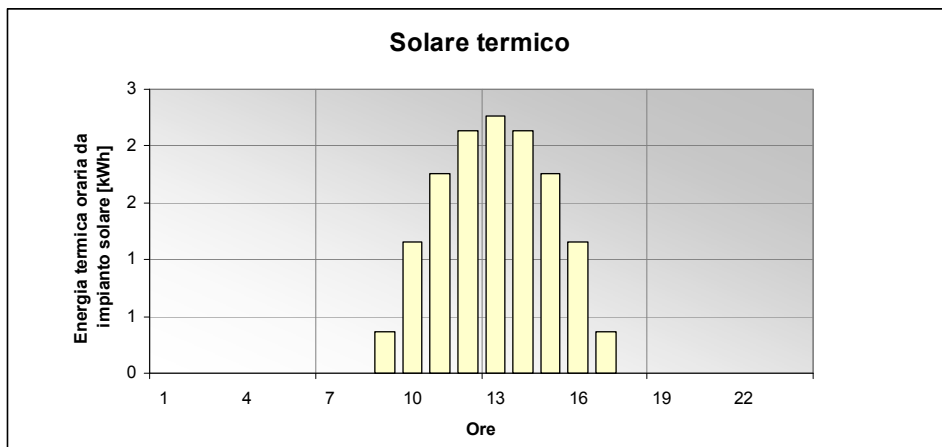


Fig. 4.4.3 Energia termica recuperata da un impianto solare di  $6\text{m}^2$  orientato a sud, con inclinazione  $30^\circ$  in una giornata invernale limpida a Milano



#### 4.4.4 Riempimento base dell'accumulo

In questa fase viene definita la curva di riempimento dell'accumulo a seguito delle richieste dell'utenza e dei recuperi termici derivanti dalle macchine frigorifere, ossia di tutti gli scambi termici che risultano vincolati nel tempo. Tale curva costituisce la base per la successiva fase di ottimizzazione delle modalità di produzione dell'energia termica.

Input previsionali: Curva di carico termico  
Curva dei recuperi termici relativi alle macchine frigorifere  
Curva dell'energia termica fornita dall'impianto solare  
Valore di riempimento del serbatoio a inizio giornata

Output: Diagramma virtuale di riempimento del serbatoio

Partendo dal valore di riempimento del serbatoio a inizio giornata (10kWh nell'esempio), viene sottratta ora per ora l'energia necessaria a soddisfare i carichi termici dell'utenza e vengono aggiunti gli apporti derivanti dall'impianto solare e dai recuperi termici delle macchine frigorifere. Si definisce così la curva di riempimento base dell'accumulo, che può raggiungere valori virtualmente negativi ad indicare una richiesta di energia maggiore rispetto a quella effettivamente disponibile nel serbatoio.

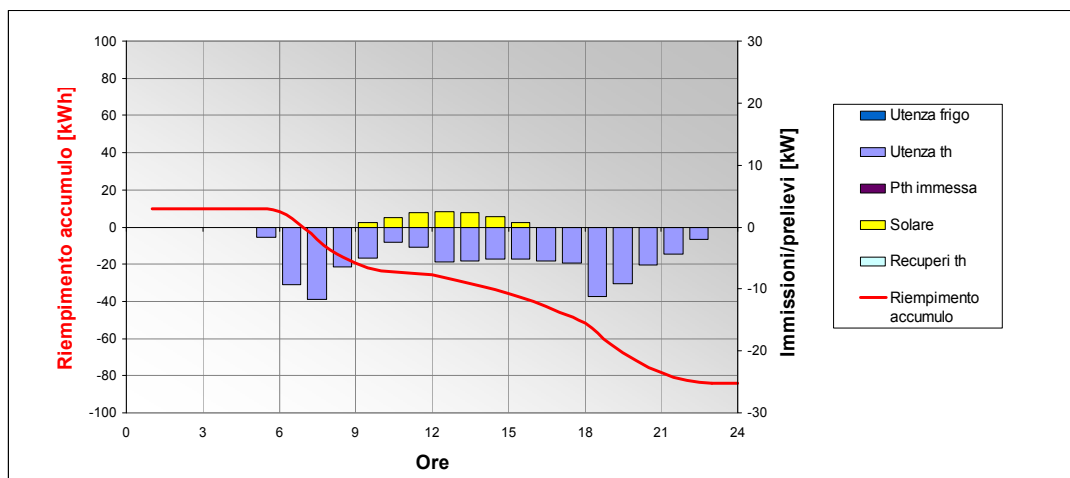


Fig. 4.4.4 Riempimento dell'accumulo a seguito degli scambi termici vincolati temporalmente.

#### 4.4.5 Scelta delle modalità di generazione del calore

Definito il diagramma di riempimento base del serbatoio, è necessario programmare il funzionamento dell'impianto per fornire, nel modo più economico possibile, il calore richiesto dall'utenza. L'obiettivo è raggiunto quando il profilo di riempimento dell'accumulo (curva rossa in figura) risulta interamente compreso nell'intervallo  $0 - C_{\max}$ , dove  $C_{\max}$  è la capacità termica massima del sistema di stoccaggio (20kWh nell'esempio).

Il primo step di ottimizzazione consiste nell'attivazione delle *soluzioni* individuate al punto 1, partendo dalla più economica ed attivando in successione quelle via via meno economiche. Ogni *soluzione* corrisponde all'accensione del componente impiantistico al quale è associata, per un intervallo di tempo pari ad un'ora. In questa fase di calcolo, la condizione necessaria per l'attivazione di ciascuna soluzione è unicamente il contenimento del valore massimo giornaliero di riempimento dell'accumulo entro la capacità massima dello stesso (20kWh nell'esempio).

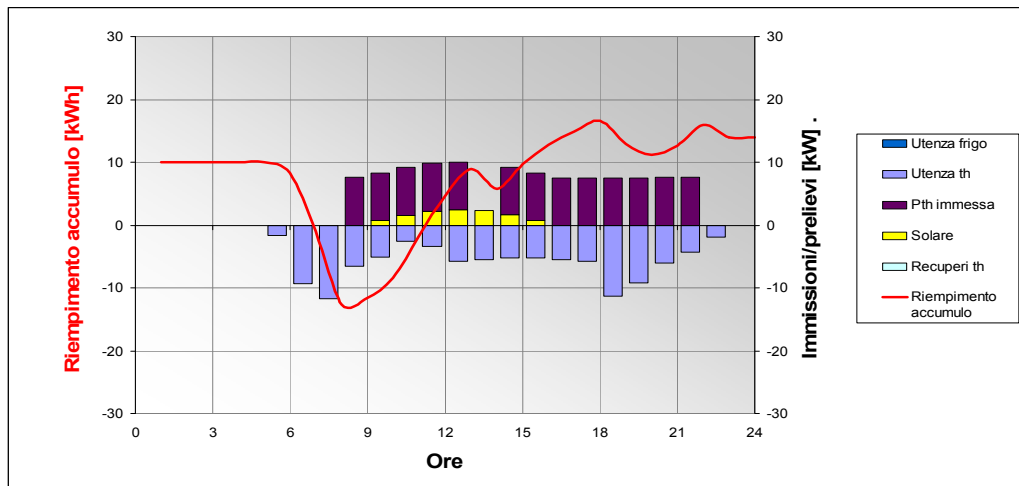


Fig. 4.4.5 Riempimento dell'accumulo dopo il primo step di ottimizzazione.

Tale processo logico genera una nuova curva di riempimento del serbatoio ma non garantisce l'assenza di punti negativi sulla stessa; in fig. 4.4.5 si nota infatti come l'attivazione di soluzioni precedenti alle ore 9 sia stata esclusa, in quanto comporterebbe un superamento della capacità massima di 20kWh alle ore 18 e 21. Per ovviare a questo problema, viene eseguito un nuovo ciclo di calcolo che, partendo dalla prima ora della giornata, verifica la presenza di punti negativi sulla curva di riempimento dell'accumulo. In caso positivo viene effettuata una ricerca della soluzione di generazione di calore più economica nelle ore precedenti e si procede alla sua attivazione, a condizione che la capacità massima dell'accumulo non venga superata nella fascia oraria relativa alla soluzione attivata. Eventuali superamenti della capacità massima nelle ore successive della giornata, generati dall'attivazione della suddetta soluzione, saranno corretti nel passaggio di calcolo successivo.

Il ciclo iterativo di calcolo procede fino all'ottenimento di una curva di riempimento dell'accumulo completamente positiva.

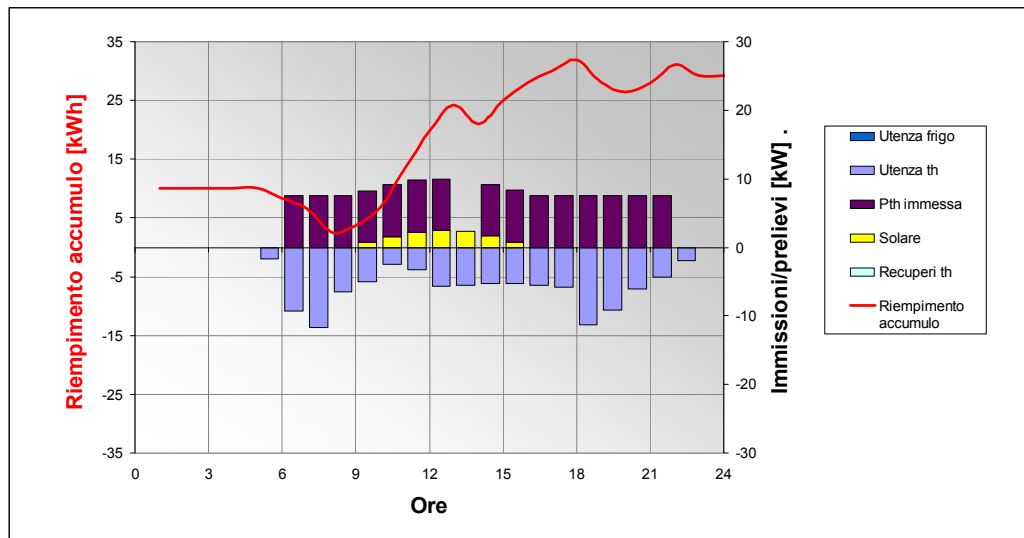


Fig. 4.4.6 Riempimento dell'accumulo dopo il secondo step di ottimizzazione.

La curva di riempimento dell'accumulo così ottenuta può presentare valori superiori alla capacità massima dello stesso (come nell'esempio di fig. 4.4.6). Il terzo step di calcolo procede quindi ad un'analisi delle soluzioni attive, a partire dalla più costosa. Ciascuna di esse viene disattivata nel caso in cui questo non generi punti negativi sulla curva di riempimento dell'accumulo o un valore di riempimento a fine giornata inferiore rispetto a quello imposto.

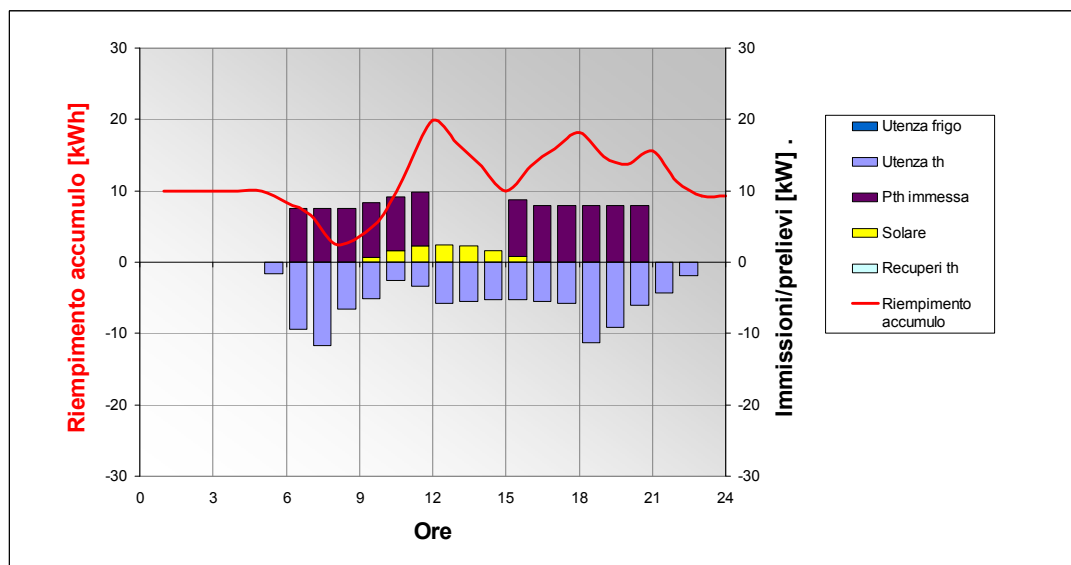


Fig. 4.4.7 Riempimento dell'accumulo dopo il terzo step di ottimizzazione.

Il grafico di fig. 4.4.7 mostra il risultato dell'ottimizzazione ottenuta mediante i passaggi di calcolo illustrati.

In assenza dell'imposizione di un valore di riempimento minimo alle ore 24, la logica descritta tenderebbe a disattivare un numero maggiore di soluzioni rispetto a

quanto evidenziato in fig. 4.4.7, lasciando l'accumulo vuoto a fine giornata. Questo comporterebbe la necessità di attivare, nella giornata successiva, soluzioni atte alla produzione di calore nelle primissime ore del giorno, per garantire l'erogazione dell'energia termica richiesta dall'utenza (a partire dalle ore 5 nell'esempio). Dal punto di vista economico risulta in genere più sensato prolungare il funzionamento del cogeneratore nel pomeriggio del primo giorno (quando la valorizzazione dell'EE ceduta alla rete è più elevata), ottenendo così un maggior livello di riempimento dell'accumulo fine giornata, in grado di coprire i carichi relativi alle prime ore del giorno successivo.

Una soluzione di facile implementazione, che garantisce al contempo un margine di sicurezza rispetto ad eventuali richieste di energia termica impreviste nella prima parte della giornata successiva, consiste nell'imposizione di un livello minimo di riempimento dell'accumulo a fine giornata pari a circa 1/3 della capacità totale (tale valore potrà essere successivamente oggetto di ottimizzazione).

Si ottiene così una programmazione economicamente ottimizzata del funzionamento giornaliero dell'impianto, in base alle previsioni di carico e di tariffazione assunte.

Rispetto all'ottimizzazione ideale, ottenibile mediante metodi iterativi che verifichino tutte le possibili combinazioni di soluzioni attivabili all'interno della giornata e selezionino la combinazione più economica, la logica proposta presenta scostamenti modesti, riduce notevolmente i tempi di calcolo e consente un controllo più diretto delle scelte effettuate.

Si riporta di seguito lo schema concettuale relativo alla logica illustrata.

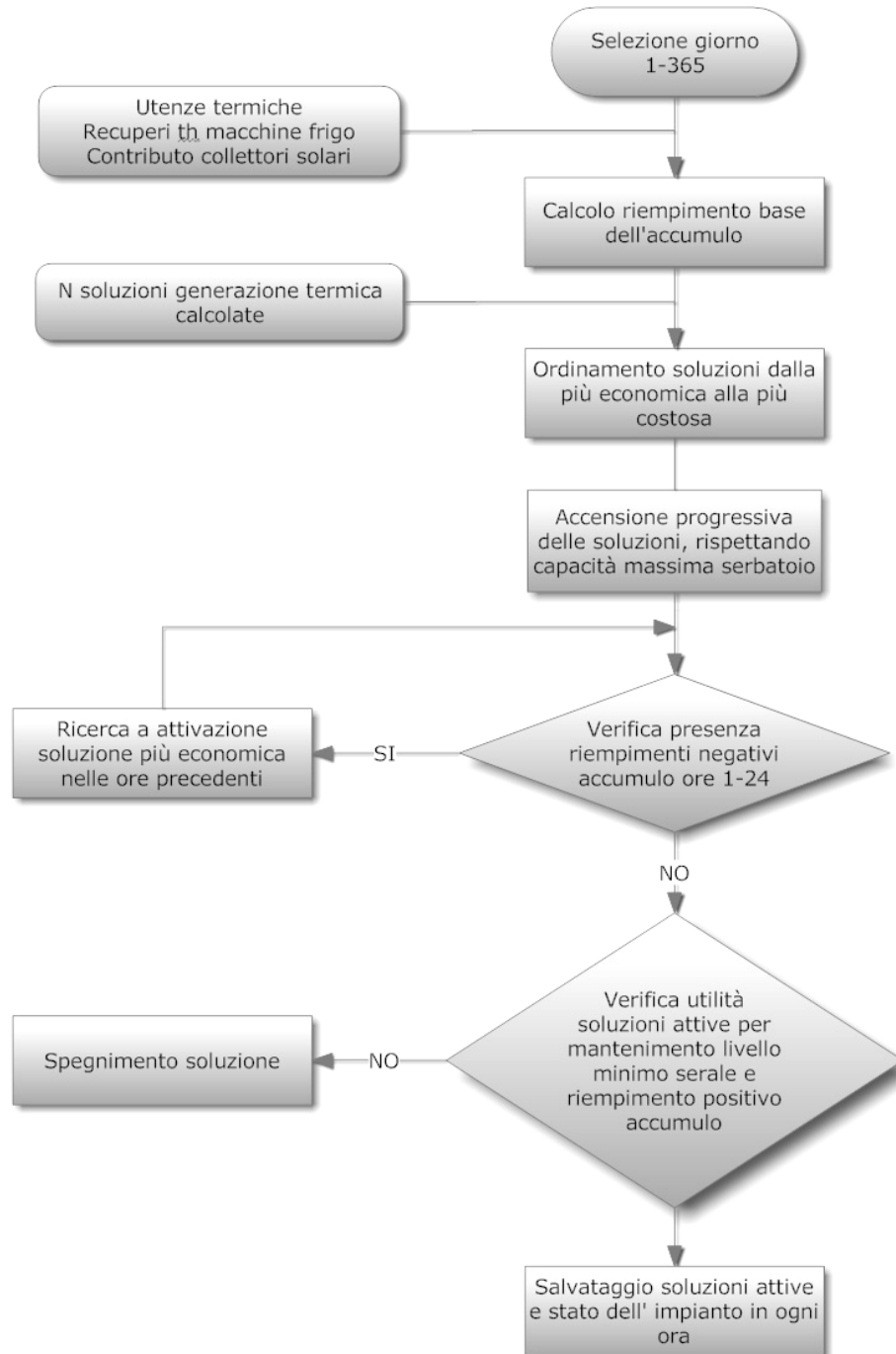


Fig. 4.4.8 Logic Flow relativo all'ottimizzazione per la produzione dei energia termica.

#### 4.4.6 Bilancio consuntivo

In base alla soluzione di funzionamento individuata per ciascuna ora, viene calcolato il consumo totale di combustibile, la produzione complessiva di energia termica e frigorifera, il grado di riempimento dell'accumulo ed il bilancio di energia elettrica prelevata/immessa in rete.

Nel caso in cui il contesto tariffario preveda uno scambio sul posto con  $RMF = 1$ , il profilo orario di costo dell'energia elettrica per l'utenza è uguale al profilo di acquisto dalla rete. Se Invece  $RMF \neq 1$ , la curva di "costo interno" dell'EE (par. 1.5.2) è uguale al costo di acquisto dalla rete, nelle ore in cui il bilancio elettrico dell'impianto è negativo (assorbimento di EE dalla rete), ed è pari al prezzo di cessione alla rete quando il bilancio elettrico dell'impianto è positivo.

Dalla tabulazione dei dati orari si possono quindi ricavare i consuntivi di funzionamento giornalieri e mensili, nonché il bilancio medio annuale dell'impianto in termini di costi operativi, bilanci energetici ed emissioni.

Il costo dei consumi di EE dell'utenza viene calcolato su base oraria, in funzione del profilo di "costo interno" definito. Per valutare i benefici derivanti dalla possibilità di sfasamento dei carichi elettrici in funzione del costo dell'energia, è possibile definire in termini percentuali la frazione di carico che, grazie al comportamento ottimizzato degli elettrodomestici, può essere sfasata all'interno della giornata. Il consumo elettrico che ne deriva viene quindi svincolato dall'orario di riferimento iniziale e ricollocato in corrispondenza delle ore caratterizzate dal minor costo dell'energia.

In termini economici si ottiene così una riduzione del costo complessivo sostenuto per l'acquisto dell'EE assorbita dalle utenze.

Si riporta di seguito lo schema concettuale di calcolo, utilizzato per la determinazione dei bilanci consuntivi in fase di simulazione dell'impianto.

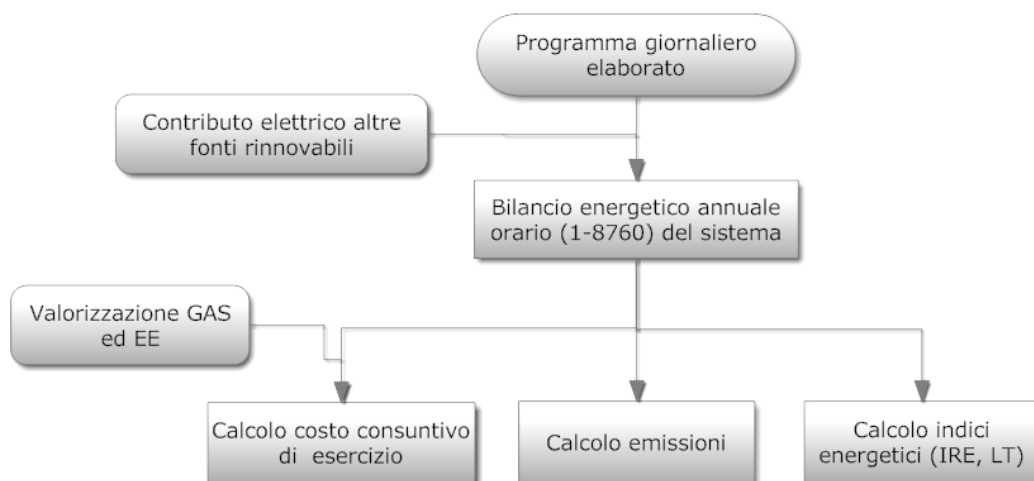


Fig. 4.4.9 Logic Flow per il calcolo dei bilanci consuntivi di funzionamento dell'impianto.

## 4.5 Gestione degli scostamenti previsionali

Come illustrato nel paragrafo 1.5.1, il programma giornaliero di funzionamento dell'impianto viene definito all'inizio di ciascuna giornata, in base all'andamento orario previsto per alcuni parametri, quali temperatura ambiente, tariffe elettriche, irraggiamento, carichi frigoriferi e carichi termici dell'utenza.

Durante l'esercizio dell'impianto si verificheranno inevitabilmente scostamenti più o meno marcati tra l'andamento previsto e l'andamento effettivo dei parametri considerati, con le seguenti conseguenze:

- *Scostamento della temperatura ambiente*: variazione delle prestazioni dei componenti di impianto con conseguente variazione degli input/output termici ed elettrici;
- *Scostamento delle tariffe elettriche*: allontanamento dalla condizione di ottimo economico, individuata in fase di programmazione;
- *Scostamento dell'irraggiamento*: variazione dell'output termico dei collettori solari;
- *Scostamento dei carichi frigoriferi*: modifica del programma di lavoro delle macchine frigorifere, con conseguente variazione dei recuperi termici che ne derivano;
- *Scostamento dei carichi termici*: variazione dell'andamento degli scambi termici con il sistema di accumulo

Escluse le considerazioni circa la variazione delle tariffe elettriche, la variazione dei restanti parametri comporta in primo luogo un diverso andamento degli scambi termici con il sistema di accumulo, rispetto a quanto previsto in fase di programmazione. Risulta quindi evidente come un parametro efficace al fine della gestione degli scostamenti previsionali possa essere il confronto tra il livello previsto di **riempimento dell'accumulo** e quello effettivo. E' quindi possibile definire uno scostamento massimo a seguito del quale si rende necessaria l'implementazione di azioni correttive, secondo la seguente casistica:

- *Scostamento negativo*: può essere legato ad un aumento dell'utenza termica o ad una diminuzione dell'energia fornita dai collettori solari o dal recupero termico delle macchine frigorifere. Rende necessaria l'attivazione di soluzioni per la produzione di energia termica che possono essere scelte tra quelle più economiche disponibili nelle ore successive all'evento (nel caso in cui il livello dell'accumulo non sia critico) o attivate contestualmente all'evento stesso (nel caso in cui il livello dell'accumulo sia particolarmente basso);
- *Scostamento positivo*: può essere legato ad una riduzione dell'utenza termica, ad un incremento del contributo fornito dai collettori solari o dal recupero termico relativo alle macchine frigorifere. Nel caso in cui la curva giornaliera prevista per il riempimento dell'accumulo presenti punti superiori alla capacità massima dello stesso, è opportuna la disattivazione di una o più soluzioni di generazione termica attive nelle ore successive.

Una gestione di questo tipo consente di monitorare in modo semplice il funzionamento dell'impianto e di garantire all'utenza la disponibilità di energia termica anche a fronte di errori nella stima dei parametri previsionali.

## 4.6 Requisiti dell'unità HECU

I requisiti di un sistema (software/hardware) si possono distinguere in :

- **Funzionali:** descrivono le funzioni che il sistema deve essere in grado di eseguire: ad esempio modulare un segnale, monitorare un parametro, controllare la temperatura in un ambiente.
- **Non funzionali:** descrivono tutte le altre caratteristiche del sistema. Sono anche noti con il nome di requisiti di qualità. Di seguito sono elencati alcuni esempi di requisiti non funzionali: Reliability, Availability, Robustness, Security, Safety, Usabilità etc.

Nel presente contesto si evidenziano i requisiti **funzionali** dell'HECU al fine di definire le linee guida per l'implementazione hardware del sistema. Alcuni requisiti non funzionali sono invece riportati nel paragrafo 4.2, relativo all'interfaccia utente.

Prescindendo dalla descrizione tecnica dei singoli requisiti, negli allegati C1 e C2 sono riportati i diagrammi concettuali che raggruppano i diversi elementi in funzione dell'ambito di appartenenza.

Dai diagrammi riportati risulta evidente l'elevata complessità di interfaccia che caratterizza l'unità di controllo HECU, fattore che rende necessaria la definizione di standard di comunicazione unificati, efficienti ed economici, sia da parte dei costruttori dei singoli componenti, che da parte degli sviluppatori di HECU.



## 5.1 Il modello di calcolo Microgen

Lo scopo principale del software di simulazione Microgen è la valutazione quantitativa dei vantaggi economici, energetici ed ambientali conseguibili mediante un impianto cogenerativo dotato di HECU ed accumulo termico. Il termine di confronto è costituito dall'impianto cogenerativo ottimizzato a livello istantaneo, ma privo di HECU ed accumulo, e dall'impianto di produzione separata di energia termica ed elettrica.

I risultati numerici della simulazione permettono di determinare, per approssimazioni successive, la configurazione impiantistica ottimale al variare dei parametri caratteristici dell'utenza. Sono infine possibili valutazioni di sensibilità del ritorno economico dell'investimento al variare dello scenario tariffario.

I dati di input vengono definiti mediante i seguenti fogli excel:

- Impostazione carichi.xls
- Impostazione collettori solari.xls
- Impostazione scenario.xls
- Impostazione motore.xls
- Impostazione componenti.xls

La schermata iniziale permette di richiamare i singoli input (fig. 5.1.1); tutti i parametri vengono quindi salvati all'interno del foglio di calcolo principale e restano disponibili per successive consultazioni e/o modifiche.

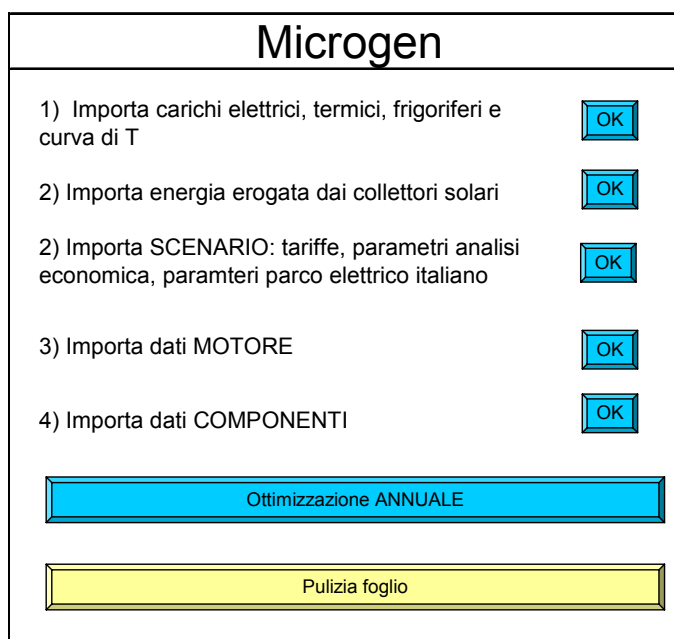


Fig. 5.1.1 Esempio di impostazione dei carichi elettrici, termici e frigoriferi

### 5.1.2 Impostazione carichi

Il file “Impostazione carichi.xls” consente di definire i carichi elettrici, termici e frigoriferi dell’utenza. L’assegnazione è possibile per via diretta, fornendo il carico orario su 8760 ore, nel caso in cui questo sia ottenuto da programmi di simulazione termotecnica dell’edificio. In alternativa è possibile impostare il carico mediante il foglio excel “Impostazione carichi.xls” che prevede la definizione di due giornate tipo (feriale e festiva), per ogni mese dell’anno. In questo caso si procede alla costruzione dei carichi annuali mediante l’apposita macro e si confrontano i consuntivi ottenuti con i consumi effettivamente registrati (ricavati dalle bollette nel caso di edificio esistente) o con i valori di efficienza energetica attesa (nel caso di edifici di nuova costruzione). E’ inoltre possibile inserire giornate di picco caldo e picco freddo per ciascun mese dell’anno, che vengono calcolate mediante l’applicazione di fattori correttivi, rispetto ai carichi tipo impostati.

Giugno						
Ora	Feriale			Festivo		
	Elettricità	Calore BT	Freddo	Elettricità	Calore BT	Freddo
1	0,718	0,000	0,0	0,718	0,000	0,0
2	0,513	0,000	0,0	0,513	0,000	0,0
3	0,445	0,000	0,0	0,445	0,000	0,0
4	0,475	0,000	0,0	0,475	0,000	0,0
5	0,409	0,000	0,0	0,409	0,000	0,0
6	0,432	0,000	0,0	0,432	0,000	0,0
7	0,936	0,466	0,0	0,936	0,466	0,0
8	1,218	0,932	0,0	1,218	0,932	0,0
9	0,998	2,331	0,0	0,998	2,331	0,0
10	0,400	0,932	0,0	0,400	0,932	0,0
11	0,380	0,247	0,0	0,380	0,247	0,0
12	0,497	0,233	0,0	0,497	0,233	0,0
13	0,817	0,233	1,2	0,817	0,233	1,2
14	0,940	0,233	4,8	0,940	0,233	4,8
15	0,747	0,000	6,3	0,747	0,000	6,3
16	1,365	0,000	7,9	1,365	0,000	7,9
17	0,641	0,233	6,4	0,641	0,233	6,4
18	1,380	0,233	5,7	1,380	0,233	5,7
19	3,075	0,466	10,5	3,075	0,466	10,5
20	4,092	1,865	16,2	4,092	1,865	16,2
21	8,880	1,865	15,7	8,880	1,865	15,7
22	7,166	0,466	15,9	7,166	0,466	15,9
23	2,595	0,117	15,3	2,595	0,117	15,3
24	1,190	0,000	5,7	1,190	0,000	5,7
<b>TOT [kWh]</b>	<b>40</b>	<b>11</b>	<b>112</b>	<b>40</b>	<b>11</b>	<b>112</b>

Tab.5.1.1 Esempio di impostazione dei carichi elettrici, termici e frigoriferi

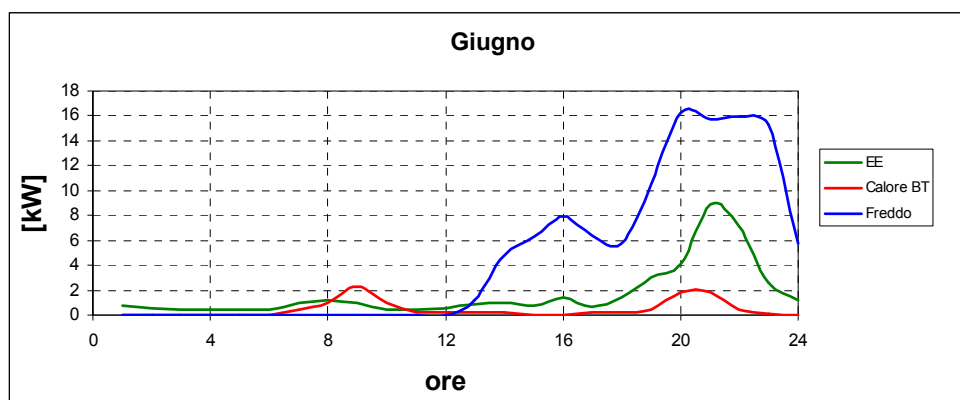


Fig. 5.1.2 Esempio di impostazione dei carichi elettrici, termici e frigoriferi

Superficie abitazione [mq]	100		
Numero di abitazioni	5		
		Energia elettrica	Energia termica
Consumo totale [kWh/anno]		11360	40209
<b>Consumo specifico[kWh/m2anno]</b>		<b>23</b>	<b>80</b>
			Energia frigorifera
			10278
			<b>21</b>

Fig. 5.1.3 Ricostruzione dei consumi annui totali e specifici

### 5.1.3 Impostazione collettori solari

Il file “Impostazione solare.xls” consente di calcolare l’output termico erogato dai collettori solari a partire dalle caratteristiche fisiche degli stessi (superficie, orientamento, rendimento ottico e coefficiente globale di scambio termico) e da una serie di dati di irraggiamento sul piano orizzontale relativi alla località in oggetto [24]. Le modalità di calcolo sono descritte nell’allegato A.

Alternativamente è possibile ricavare i valori di irraggiamento sul piano inclinato a partire dai valori di radiazione mensile, mediati su serie storiche e riportati nella normativa UNI 1039. In questo caso il calcolo avviene secondo le modalità descritte nell’allegato B.

### 5.1.4 Impostazione componenti

Il file “Impostazione componenti.xls” consente di definire lo schema impiantistico mediante l’inclusione/esclusione di componenti, di impostare le specifiche di ciascuno di essi, in termini di prestazioni nominali e variazioni di rendimento al variare della temperatura ambiente.

La **caldaia** viene modellizzata unicamente secondo le caratteristiche nominali, per la modesta influenza di eventuali variazioni di prestazione al variare della temperatura ambiente o del carico. E’ possibile escludere la caldaia per verificare la capacità del sistema di compensare i carichi di punta mediante l’accumulo termico. Il costo di manutenzione (generalmente molto modesto) viene per semplicità riferito alla potenza termica prodotta.

Caldaia modello Riello 30kW		
Presente		SI
Potenza termica nominale [kW]		30
Rendimento medio		0,85
Costo O&M [€/kWh th]	€	0,0001
Emissioni CO2 [g/kWh th]		233,1
Emissioni NOx [g/kWh th]		0,137
Emissioni CO [g/kWh th]		0,100
Emissioni SOx [g/kWh th]		0,001
Particolato [g/kWh el]		0,000
Costo investimento [€]	€	1.200

Tab.5.1.2 Impostazione dei parametri relativi alla caldaia

La **pompa di calore a compressione** di vapore viene modellizzata considerando le variazioni di prestazione al variare della temperatura ambiente, e l'incremento di efficienza a seguito del funzionamento parzializzato (decremento nel caso la regolazione sia on/off).

E' possibile includere o escludere la capacità di recuperare il calore prodotto durante il funzionamento in raffreddamento e la possibilità di funzionamento in ciclo inverso (pompa di calore). Nel caso in cui sia previsto il funzionamento in ciclo inverso, è inoltre possibile definire se il calore prodotto possa essere accumulato (tipicamente con accumuli a transizione di fase e basso livello termico) o debba essere utilizzato dall'utenza contestualmente alla produzione.

Il coefficiente di parzializzazione è definito linearmente mediante la seguente espressione:

$$K_{parz} = \frac{COP_{carico\_min} - COP_{nom}}{1 - carico\ min}$$

Nel caso in cui non sia previsto un incremento del COP a seguito della parzializzazione, è necessario porre tale parametro uguale a 0.

Viene infine definito il livello di parzializzazione minimo possibile per la macchina.

<b>Pompa di calore 26kWfr</b>	
Presente [SI/NO]	SI
Possibile recupero termico [SI/NO]	SI
Possibile PDC	SI
Potenza frigorifera nom. [kW fr]	26
EER frigorifero nominale	2,50
Potenza termica nom. [kW th]	30
COP termico nominale	3,50
Coefficiente parzializzazione [ $\Delta\eta/\Delta P$ ]	0,3
Coeff moltiplicativo EER con recupero th	0,60
Pazializzazione minima	0,20
Costo O&M [€/kWh el]	€ 0,002
Costo macchina [€]	€ 5.900

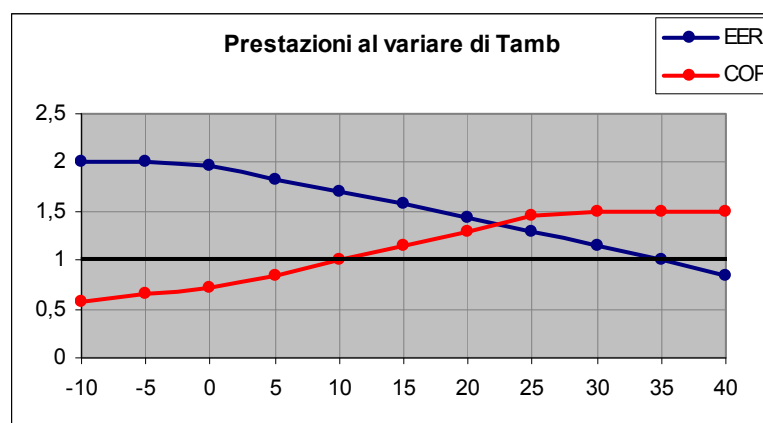
*Tab.5.1.3 Impostazione dei parametri relativi alla PDC elettrica*

I rendimenti in modalità pompa di calore, così come il coefficiente moltiplicativo dell'EER in caso di recupero termico durante il funzionamento frigorifero, devono essere calcolati in base al livello termico medio dell'accumulo che riceve l'energia termica.

L'andamento di COP ed EER deve coprire l'intero campo delle temperature riportate. Nel caso i dati non siano disponibili è possibile inserire valori costanti.

Variazioni COP secondo T amb				
T ambiente	EER	COP	EER %	COP%
40	2,1	5,3	0,85	1,5
35	2,5	5,3	1	1,5
30	2,9	5,3	1,15	1,5
25	3,3	5,1	1,3	1,45
20	3,6	4,6	1,44	1,3
15	3,9	4,0	1,57	1,15
10	4,3	3,5	1,7	1
5	4,6	2,9	1,83	0,84
0	4,9	2,5	1,96	0,72
-5	5,0	2,3	2	0,65
-10	5,0	2,0	2	0,58

Tab.5.1.4 Impostazione della dipendenza tra prestazioni PDC e temperatura ambiente



Tab.5.1.5 Rendimento della PDC al variare della T ambiente

La **macchina ad assorbimento** è trattata al pari della pompa di calore a compressione, salvo l'impossibilità di effettuare il recupero termico durante il funzionamento in modalità frigorifera, per l'incompatibilità tra il livello termico di accumulo e la temperatura di ritorno necessaria per il raffreddamento del condensatore e dell'assorbitore.

La possibilità di funzionamento in ciclo inverso va valutata attentamente in funzione del livello termico medio di accumulo e, come nel caso relativo alla PDC, può essere vincolato al consumo istantaneo del calore prodotto.

L'accumulo termico è trattato unicamente come serbatoio di energia la cui capacità dipende, nel caso di accumulo ad acqua, dal volume e dal  $\Delta T$  di esercizio previsto:

$$Capacità = \frac{volume \cdot \rho_{H2O} \cdot \Delta T_{esercizio} \cdot Cp_{H2O}}{3600}$$

dove la capacità è espressa in kWh, il volume in m<sup>3</sup>, la densità in kg/m<sup>3</sup> ed il calore specifico dell'acqua in kJ/kg\*K

Il  $\Delta T$  di esercizio, espresso in °C, deve essere calcolato come differenza tra la temperatura minima necessaria alla produzione di ACS e la temperatura massima compatibile con i sistemi di recupero termico presenti.

### 5.1.5 Impostazione motore

Il file "Impostazione motore.xls" consente di definire le caratteristiche del motore mediante diverse curve caratteristiche. Il parametro di riferimento è la potenza elettrica erogata ed in funzione di questa vengono definiti il consumo di combustibile (in kW<sub>PCI</sub>), la potenza termica recuperabile ad alta temperatura per l'alimentazione diretta della macchina ad assorbimento, la restante potenza termica recuperabile a bassa temperatura e la quantità di inquinanti emessi (NO<sub>x</sub> SO<sub>x</sub> CO).

La formattazione dell'input è la stessa utilizzata nel software Dcogen, per consentire una interoperabilità del database di cogeneratori.

Senertec Dachs 5 kWel, 12.1 kWth		marzo-2010
Potenza el ISO [kW]		5
Potenza termica ISO [kW]		12.1
Temperatura recupero LT [°C]		60
Costo investimento [€]		13'000
Costi O&M [c€/kWh el]		1.20
Penalizzazione O&M x ogni accensione		3
Emissioni CO2 [g/kWh comb]		198
Parzializzazione minima		0.30
Intervallo manutenzione [ore]		3500
Rendimento el ISO [%]		27.0%
Rendimento th ISO [%]		61.0%
Rendimento I principio ISO [%]		88.0%

Tab.5.1.6 Esempio di impostazione delle caratteristiche generali del cogeneratore

Potenza Elettrica [kW]	Consumo di combustibile [kW]	Recupero termico [kW]		NOx g/kWh comb	CO g/kWh comb	SOx g/kWh comb	Rendimento Elettrico	Rendimento Termico	Rendimento I° principio
		Alta T	Bassa T						
5.3	20.0		12.7	0.517	0.078	0.000	26.3	63.4	89.7
3.9	15.6		9.8	0.574	0.097	0.000	25.3	62.9	88.2
2.6	11.0		7.1	0.613	0.113	0.000	23.9	64.2	88.1
1.3	6.0		4.0	0.651	0.123	0.000	21.8	65.7	87.4

Tab.5.1.7 Esempio di impostazione delle curve caratteristiche del cogeneratore per una temperatura pari a 15°C

### 5.1.6 Impostazione scenario

La definizione dei parametri economici per la valorizzazione dell'EE scambiata con la rete, del GAS acquistato e per l'analisi economica dell'investimento, avviene mediante il file "Impostazione scenario.xls". Nello stesso contesto vengono inseriti i parametri di riferimento del parco elettrico italiano, utili al calcolo delle emissioni relative alla produzione separate di EE e calore.

La definizione delle tariffe di scambio dell'EE con la rete può avvenire per fasce orarie, mediante l'attribuzione della fascia relativa a ciascuna ora dell'anno (come riportato in fig.5.1.4). Successivamente vengono assegnati i prezzi di acquisto e vendita per ciascuna fascia. In alternativa è possibile definire dei prezzi di acquisto e vendita orari, per ogni mese dell'anno, distinguendo tra giornate feriali e festive.

Il prezzo di acquisto del GAS è distinto a seconda che esso sia destinato al cogeneratore, alla caldaia inserita nell'impianto cogenerativo o alla caldaia inserita nell'impianto non cogenerativo (caso base).

Una volta definiti tutti i parametri, è possibile generare il listato di ingresso al programma di simulazione, mediante l'apposita macro.

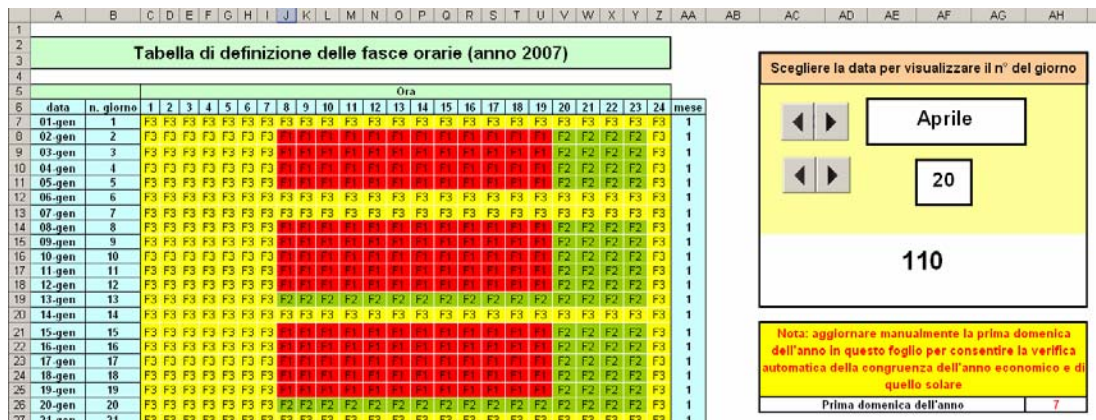


Fig. 5.1.4 Definizione delle fasce orarie di acquisto e vendita EE

Vengono quindi definiti i parametri necessari all'analisi economica, quali costi impiantistici addizionali rispetto al costo delle macchine presenti (Balance of plant), costo dei componenti non inclusi nel foglio "Impostazione componenti.xls" (collettori solari ed HECU), tasso di attualizzazione e costo degli split per il condizionamento nel caso di impianto non cogenerativo.

Vengono inoltre definiti i parametri utili al calcolo dei TEE ed i parametri di emissione del parco elettrico italiano, utili alla valutazione dei benefici ambientali conseguibili grazie alla cogenerazione.

Parametri Analisi economica		Scenario di riferimento (GRTN 2003)	
Balance of plant BOP [%]	25%	Eta medio generazione termica	85%
Costo HECU	€ 500	Eta medio parco elettrico	38%
Costo collettori solari (+ install, senza imp)	€ 5'000	Perdite di rete AT ed MT	3,85%
Tasso attualizzazione	4%	Eta medio elettrico scenario avanzato	55%
Costo PDC condizionamento caso base	€ 35'000	COP pdc elettriche per condizionamento	3,0
TEE		Emissioni CO2 medie [g/kWh el]	690
Corrispettivo fisso [€/anno]	€ -	Emissioni NOx medie [g/kWh el]	0,60
Corrispettivo variabile [€/tep]	€ 81,00	Emissioni CO medie [g/kWh el]	0,10
Fattore di conversione [tep/Mwh el]	0,0860	Emissioni SOx medie [g/kWh el]	1,00
Elettrodomestici intelligenti		Particolato [g/kWh el]	0,04
Frazione del carico elettrico sfasabile	35%		

Fig. 5.1.5 Definizione dei parametri per l'analisi economica e dei parametri di riferimento per il confronto delle emissioni

### 5.1.7 Modalità di calcolo

Il calcolo è eseguito a tre diversi livelli:

- **Livello orario:** viene individuata la soluzione più economica per soddisfare l'utenza frigorifera e vengono calcolate tutte le possibili soluzioni per la generazione di calore, accompagnate dai relativi bilanci energetici e dal costo marginale del calore, espresso in €/kWh<sub>th</sub> (al netto del ricavo per la vendita dell'EE eventualmente cogenerata)
- **Livello giornaliero:** vengono riportate le soluzioni ottenute dal calcolo orario, effettuato sulle 24 ore. Su questa base viene individuato il programma di funzionamento giornaliero ottimizzato e vengono calcolati i relativi bilanci energetici, i costi totali di produzione di energia termica e frigorifera e lo stato di ciascun componente dell'impianto, ora per ora.
- **Livello annuale:** vengono riportati i programmi di funzionamento ottenuti dall'esecuzione del calcolo giornaliero, determinando il riempimento dell'accumulo alla fine di ciascuna giornata, utile all'ottimizzazione della giornata successiva. Per ogni ora viene quindi calcolato il bilancio elettrico, inclusivo delle utenze, determinando gli scambi elettrici effettivi con la rete. In base a questi, al fabbisogno di gas ed al costo di manutenzione delle macchine, viene calcolato il costo orario di esercizio dell'impianto. Per ogni ora vengono inoltre calcolate le emissioni relative al cogeneratore ed alla caldaia, in termini di CO<sub>2</sub> CO NO<sub>x</sub> SO<sub>x</sub> e particolato.

Il calcolo orario include anche la determinazione della soluzione più economica per la generazione di calore, nel caso di impianto cogenerativo sprovvisto di accumulo termico ed HECU. Tale soluzione viene riportata, unitamente ai relativi bilanci energetici e costi, a livello giornaliero e quindi a livello annuale. I dati relativi alla produzione di potenza frigorifera dell'impianto senza accumulo risultano invece uguali al caso con accumulo (si ricorda che essa è sempre prodotta in "istantaneo"). Viene quindi calcolato il bilancio elettrico dell'impianto e le relative emissioni.

Ciascun livello di calcolo comporta un numero elevato di operazioni, svolte in gran parte sui fogli di calcolo stessi, ed in misura minore mediante le macro in VBA. Per non allungare eccessivamente la trattazione, si rimanda al modello di calcolo Excel per i singoli passaggi di calcolo.



La simulazione avviene mediante una chiamata alla macro per il calcolo annuale, che richiama a sua volta 365 calcoli giornalieri e 24 calcoli orari per ogni calcolo giornaliero. Un ciclo di simulazione richiede circa 10 minuti.

### 5.1.8 Rappresentazione dei risultati

La rappresentazione dei risultati avviene mediante report analoghi a quelli riportati nell'allegato C.

Una volta eseguita la simulazione è possibile analizzare i risultati nelle tre schede di consuntivo relative al caso di impianto cogenerativo con HECU ed accumulo termico, impianto cogenerativo senza accumulo termico, ed impianto termico tradizionale (produzione separata di energia termica ed elettrica).

Ciascuna scheda riporta i risultati della simulazione aggregati a livello mensile ed include tre report (Allegato C):

- **Report utenze:** i dati vengono aggregati in funzione dell'output prodotto. Si ottengono così i bilanci energetici relativi alla produzione di calore, alla produzione di energia frigorifera ed agli scambi di energia elettrica interni all'impianto e verso la rete esterna.
- **Report componenti:** i dati vengono aggregati in funzione del componente impiantistico relativo. Si ottengono così i bilanci energetici relativi a cogeneratore, caldaia, MA, PDC a compressione, collettori solari.
- **Report Emissioni:** vengono riportati i dati di emissioni totali mensili generate dal cogeneratore e dalla caldaia.

Nella scheda "Confronto" è inoltre possibile una visualizzazione aggregata a livello annuale dei dati relativi ai diversi report. Vengono posti in evidenza i parametri relativi al bilancio economico di esercizio, al funzionamento del cogeneratore ed alle emissioni ambientali conseguite rispettivamente a livello locale ed a livello globale. In quest'ultimo caso il bilancio delle emissioni locali viene integrato con le emissioni legate alla generazione dell'EE acquistata dalla rete, secondo i parametri del parco medio italiano (par. 3.6). Nel caso in cui il bilancio annuale comporti un'immissione netta di EE in rete, le emissioni globali risulteranno inferiori rispetto a quelle locali, per la proporzionale riduzione dell'energia generata nel parco elettrico italiano.

Confronto economico						
	EE cogen [kWh]	Costo TOT EE Utenza [€]	Costo TOT calore [€]	Costo TOT freddo[€]	COSTO TOT [€]	
HECU ed accumulo	84896	€ 6.769 -36%	€ 5.299 -64%	€ 4.888 -15%	€ 16.955	-45%
COGEN senza acc	72876	€ 8.358 -21%	€ 7.357 -50%	€ 4.888 -15%	€ 20.602	-33%
PODUZ SEPARATA	0	€ 10.580	€ 14.592	€ 5.732	€ 30.903	

Analisi cogeneratore							
	η nel medio cogen	Ore reali cogen	Ore eq. cogen	η I principio	LT	IRE scenario Italiano	IRE scenario avanzato
HECU ed	25,3%	3.218	3.032	64,0%	0,60	13%	-7%
COGEN s	24,3%	4.060	2.603	60,5%	0,60	8%	-13%

Confronto Emissioni annue										
	CO2 [kg]		CO [g]		Nox [g]		SOx [g]		PM [g]	
LOCALI										
HECU ed accumulo	75041	79%	17160	-26%	14063	-48%	0	#DIV/0!	3723	107%
COGEN senza acc	75158	80%	35732	53%	23749	-12%	0	#DIV/0!	2997	67%
PODUZ SEPARATA	41838		23334		26924		0		1795	
GLOBALI										
HECU ed accumulo	58835	-30%	14812	-50%	-29	-100%	-23486	-138%	2783	-35%
COGEN senza acc	67246	-20%	34586	17%	16869	-74%	-11466	-119%	2538	-40%
PODUZ SEPARATA	84211		29475		63770		61409		4251	

Fig. 5.1.6 Esempio di confronto a consuntivo tra impianto cogenerativo con HECU ed accumulo, impianto cogenerativo senza accumulo e produzione separata

## 5.2 Validazione del modello di calcolo

Per verificare l'effettiva congruenza del modello di calcolo implementato è stato eseguita una simulazione comparativa rispetto al software Dcogen, già sviluppato dal Politecnico ed utilizzato in diversi contesti di progetto.

Poiché il Dcogen non implementa una logica di tipo previsionale per la gestione dell'accumulo termico, si è proceduto ad un confronto per la parte inerente alla simulazione dell'impianto cogenerativo base, utilizzato nel presente algoritmo come termine di confronto per valutare i benefici ambientali ed economici ottenibili.

E' stato simulato il funzionamento di un impianto costituito da cogeneratore Senertec 5kWel, pompa di calore reversibile con potenza frigorifera nominale di 26kW e potenza termica di 30kW, caldaia integrativa con potenza nominale di 30kW.

E' stata inoltre assunta una valorizzazione dell'energia elettrica per fasce orarie ed una valorizzazione del gas costante:

EE	F1	F2	F3
Acquisto EE [c€/kWh]	21,0	16,1	16,1
Vendita EE alla rete [c€/kWh]	18,9	14,5	14,5
RMF (vend. rete / vend. utenza)	0,90	0,90	0,90

lunedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
martedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
mercoledì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
giovedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
venerdì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
sabato	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3	
domenica	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	

GAS	
Acquisto gas per caldaia (*) [c€/kWh]	6,9
Acquisto gas per caldaia, caso base (*) [c€/kWh]	6,9
Acquisto gas per motore (*) [c€/kWh]	4,9

Fig. 5.2.1 Parametri economici assunti per il confronto

Sono stati assunti carichi termici, elettrici e frigoriferi relativi ad un complesso di 5 abitazioni da 100mq ciascuna, aventi un fabbisogno termico annuo pari a 80kWh/m<sup>2</sup>anno, per un totale di 40 MWh/anno, ripartiti secondo diversi andamenti giornalieri in ciascun mese dell'anno. Si riportano, a titolo di esempio, gli andamenti dei carichi elettrici, termici e frigoriferi relativi ad un mese invernale ed uno estivo.

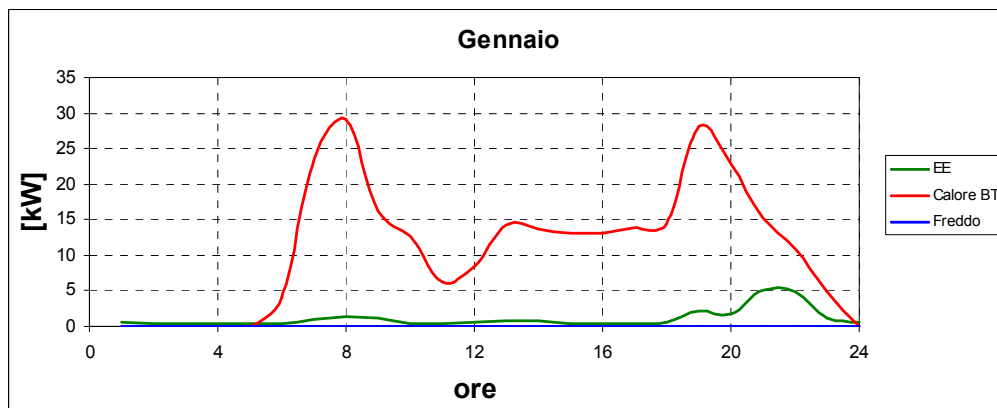


Fig. 5.2.2 Carichi termici ed elettrici assunti per il mese di Gennaio

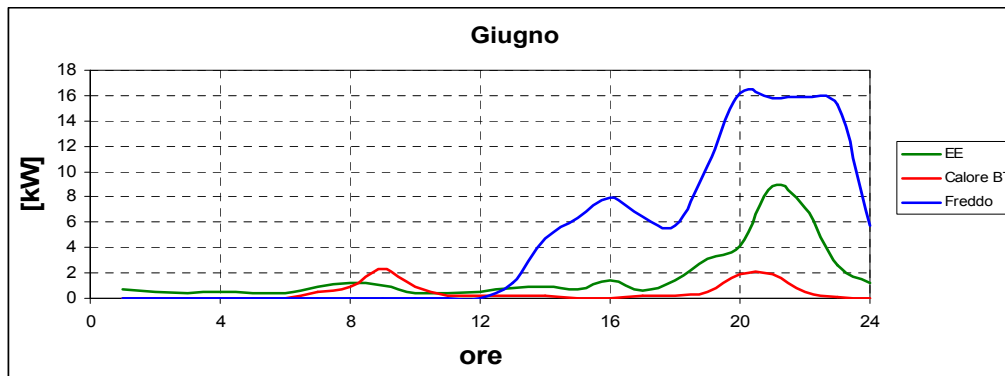


Fig. 5.2.3 Carichi termici, elettrici e frigoriferi assunti per il mese di Giugno

In base agli input definiti è stata quindi effettuata una simulazione annuale con ciascun programma. Come indice delle scelte effettuate dai due modelli si è scelto di confrontare il valore dell'energia termica e frigorifera prodotta dai diversi componenti di impianto, cumulata a livello mensile. Sono inoltre riportati i valori cumulati relativi all'energia elettrica cogenerata, consumata dalla PDC e scambiata con la rete, nonché il consumo di combustibile da parte del cogeneratore.

I valori dei consumi elettrici e termici dell'utenza sono invece riportati solo a titolo di controllo, per verificare l'effettiva congruenza degli input forniti ai due programmi di calcolo.

DCOGEN											
	EE tot cogenerata [kWh]	EE immessa in rete [kWh]	EE consumo utenza [kWh]	EE consumata PDC/frigo [kWh]	EE acquistata [kWh]	Calore utenze [kWh]	Calore cogen [kWh]	Calore PDC [kWh]	Calore CALD [kWh]	Frigo compress [kWh]	Comb motore [kWh]
Gennaio	2.408	1.205	808	707	312	8.213	5.848	2.080	285	0	9.307
Febbraio	2.069	1.084	695	455	164	6.429	5.040	1.336	53	0	8.050
Marzo	864	494	741	157	529	2.842	2.380	462	0	0	3.703
Aprile	645	328	707	230	620	2.437	1.762	675	0	0	2.767
Maggio	349	111	904	301	966	2.190	980	1.210	0	0	1.503
Giugno	0	0	1.209	892	2.101	326	0	154	171	3.351	0
Luglio	0	0	1.423	1.089	2.512	252	0	120	133	3.463	0
Agosto	0	0	1.423	1.089	2.512	252	0	120	133	3.463	0
Settembre	0	0	1.153	56	1.210	285	0	285	0	0	0
Ottobre	520	220	746	235	681	2.409	1.464	945	0	0	2.264
Novembre	1.985	1.046	744	474	280	6.359	4.950	1.395	14	0	7.792
Dicembre	2.387	1.169	808	727	316	8.213	5.809	2.136	268	0	9.237
<b>Totale</b>	<b>11228</b>	<b>5658</b>	<b>11360</b>	<b>6412</b>	<b>12202</b>	<b>40209</b>	<b>28233</b>	<b>10918</b>	<b>1057</b>	<b>10278</b>	<b>44624</b>

Tab.5.2.1 Consuntivo di funzionamento del programma Dcogen

Microgen											
	EE tot cogenerata [kWh]	EE immessa in rete [kWh]	EE consumo utenza [kWh]	EE consumata PDC/frigo [kWh]	EE acquistata [kWh]	Calore utenze [kWh]	Calore cogen [kWh]	Calore PDC [kWh]	Calore CALD [kWh]	Frigo compress [kWh]	Comb motore [kWh]
Gennaio	2.476	1.293	808	674	299	8.213	6.011	1.982	220	0	9.536
Febbraio	2.065	1.163	695	452	245	6.429	5.042	1.328	59	0	7.985
Marzo	713	376	741	240	644	2.842	1.979	704	159	0	3.025
Aprile	454	207	707	358	818	2.437	1.244	1.052	141	0	1.908
Maggio	239	65	904	307	1.036	2.190	670	1.234	286	0	1.022
Giugno	0	0	1.209	949	2.158	326	0	149	178	3.351	0
Luglio	0	0	1.423	1.180	2.603	252	0	115	136	3.463	0
Agosto	0	0	1.423	1.157	2.580	252	0	118	135	3.463	0
Settembre	0	0	1.153	0	1.153	285	0	285	0	0	0
Ottobre	319	119	746	325	871	2.409	886	1.308	216	0	1.353
Novembre	2.086	1.172	744	407	237	6.359	5.147	1.198	14	0	8.127
Dicembre	2.476	1.293	808	674	299	8.213	6.011	1.982	220	0	9.536
<b>Totale</b>	<b>10828</b>	<b>5687</b>	<b>11360</b>	<b>6722</b>	<b>12942</b>	<b>40209</b>	<b>26990</b>	<b>11454</b>	<b>1764</b>	<b>10278</b>	<b>42492</b>

Tab.5.2.2 Consuntivo di funzionamento del programma Microgen

Scostamento percentuale tra le due simulazioni											
	EE tot cogenerata [kWh]	EE immessa in rete [kWh]	EE consumo utenza [kWh]	EE consumata PDC/frigo [kWh]	EE acquistata [kWh]	Calore utenze [kWh]	Calore cogen [kWh]	Calore PDC [kWh]	Calore CALD [kWh]	Fri compress [kWh]	Comb motore [kWh]
Gen	3%	7%	0%	-3%	-1%	0%	2%	-1%	-1%	0%	2%
Feb	0%	7%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%
Mar	-6%	-10%	0%	8%	5%	0%	-14%	9%	6%	0%	-7%
Apr	-8%	-10%	0%	12%	8%	0%	-21%	15%	6%	0%	-9%
Mag	-5%	-4%	0%	1%	3%	0%	-14%	1%	13%	0%	-5%
Giu	0%	0%	0%	5%	2%	0%	0%	-2%	2%	0%	0%
Lug	0%	0%	0%	8%	4%	0%	0%	-2%	1%	0%	0%
Ago	0%	0%	0%	6%	3%	0%	0%	-1%	1%	0%	0%
Set	0%	0%	0%	-5%	-2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ott	-8%	-8%	0%	8%	8%	0%	-24%	15%	9%	0%	-10%
Nov	4%	10%	0%	-6%	-2%	0%	3%	-3%	0%	0%	4%
Dic	4%	10%	0%	-5%	-1%	0%	2%	-2%	-1%	0%	3%
<b>Totale</b>	<b>-4%</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>	<b>5%</b>	<b>6%</b>	<b>0%</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>0%</b>	<b>-5%</b>

Tab.5.2.3 Scostamento percentuale tra il funzionamento dei due programmi

Dal confronto dei risultati si osserva come le scelte effettuate dalle due logiche di gestione portino a risultati molto simili, fatta eccezione per qualche scostamento relativo alla ripartizione cogeneratore – PDC nelle mezze stagioni dove, grazie a temperature esterne miti, l'elevato rendimento della PDC dà luogo a costi di generazione del calore simili a quelli del cogeneratore.

Nel complesso si osservano scostamenti annuali inferiori al 6% e mediamente pari al 3.4%, che portano a ritenere valido il modello di calcolo assunto.



Nel presente capitolo viene utilizzato il software Microgen per simulare il funzionamento di un impianto trigenerativo asservito ad un'utenza condominiale composta da 20 abitazioni, aventi una superficie di  $150\text{m}^2$  cadauna.

Nella prima fase viene confrontato il funzionamento dell'impianto trigenerativo ottimizzato mediante HECU ed accumulo termico, con il funzionamento di un impianto trigenerativo sprovvisto di accumulo. Un secondo confronto viene eseguito in riferimento a un impianto di produzione separata, dotato di caldaia per la produzione di energia termica e split per la climatizzazione estiva. Vengono così evidenziate le differenze tra i bilanci energetici relativi ai tre impianti ed i vantaggi economici ed ambientali conseguibili mediante la logica sviluppata.

Nella seconda parte viene simulato il funzionamento dell'impianto dotato di HECU, al variare dei componenti impiantistici presenti, così da definire la configurazione impiantistica ottimale dal punto di vista economico ed ambientale.

## 6.1 Carichi elettrici, termici e frigoriferi

I dati di consumo annuo di energia termica ed elettrica assunti sono riferiti ad un complesso di 20 abitazioni aventi una superficie di  $150\text{m}^2$  ed un consumo di energia termica per il riscaldamento pari a  $60\text{ kWh/m}^2\text{anno}$ . Si riportano di seguito i dati relativi all'utenza aggregata:

- Fabbisogno di energia termica per il riscaldamento  $142.5\text{ MWh/anno}$ ;
- Fabbisogno di energia termica per ACS  $37.5\text{ MWh/anno}$ ;
- Picco di richiesta termica (ACS + riscaldamento):  $127\text{kW}$
- Carico frigorifero  $101.9\text{ MWh/anno}$  ( $34\text{ kWh/m}^2\text{anno}$ )
- Picco di richiesta frigorifera:  $130\text{kW}$
- Fabbisogno elettrico  $61.4\text{ MWh/anno}$  ( $20\text{ kWh/m}^2\text{anno}$ )
- Picco di richiesta elettrica:  $72\text{kW}$

Il consumo di energia elettrica costituisce il 34% del consumo totale di energia, attestandosi a valori prossimi al rendimento elettrico dei MCI di taglia compresa tra  $20$  e  $50\text{kW}_{el}$  ma superiore al rendimento delle MTG di taglia compatibile. Ipotizzando che i carichi frigoriferi vengano soddisfatti mediante una MA avente EER medio pari a  $0.8$ , la frazione elettrica del consumo totale di energia scende al 23%, attestandosi a valori inferiori rispetto al rendimento di entrambe le tipologie di cogeneratori; l'impianto cogenerativo vedrà quindi, a fine anno, una differenza positiva tra immissioni e prelievi di EE dalla rete.

### Andamento dei carichi termici

Per descrivere l'andamento dei carichi termici nelle diverse stagioni sono stati utilizzati i dati presentati nel capitolo 3 (Azienda Asm Spa di Brescia [9]), scalando la richiesta termica per ottenere un fabbisogno annuo cumulato pari a  $60\text{kWh/m}^2\text{anno}$ . Gli andamenti mensili dell'utenza sono riportati in fig. 6.1.1 e presentano un picco più marcato nelle prime ore del giorno, seguito da un secondo picco nelle ore serali. Per descrivere la variabilità della richiesta all'interno di ciascun mese, sono state introdotte diverse giornate di picco caldo / freddo, così da verificare la capacità dell'impianto di soddisfare tali picchi e di adeguarsi ad una utenza discontinua.

I carichi presentati includono la richiesta termica per il riscaldamento dell'ACS; nei mesi estivi si può notare come essa costituisca l'unica utenza per il condominio, con valori compresi tra 33 e 50 kWh/giorno.

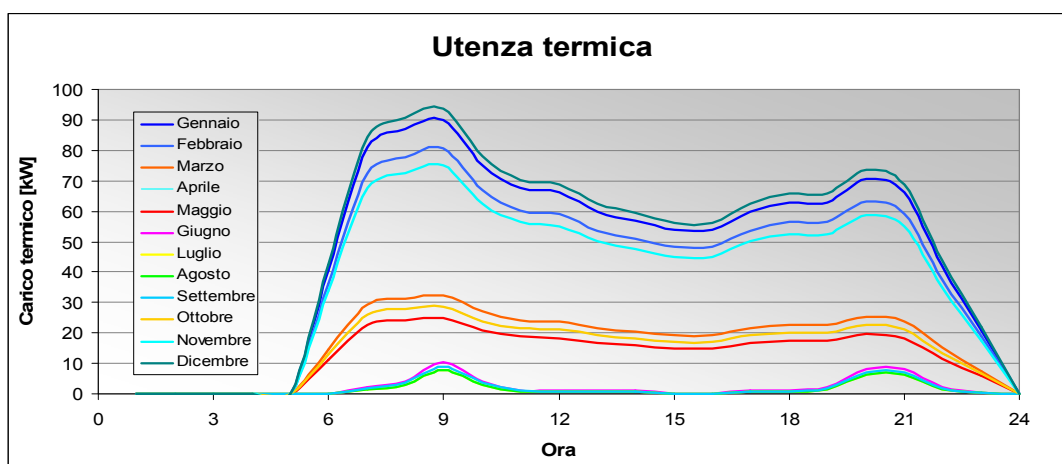


Fig. 6.1.1 Andamento dei carichi termici per l'utenza plurifamiliare

### Andamento dei carichi frigoriferi

L'andamento dei carichi frigoriferi è stato ricavato in modo analogo rispetto a quanto fatto per i carichi termici ed è riportato in fig. 6.1.2. Si evidenzia un unico picco nelle ore serali ed una richiesta molto bassa nelle prime ore del giorno.

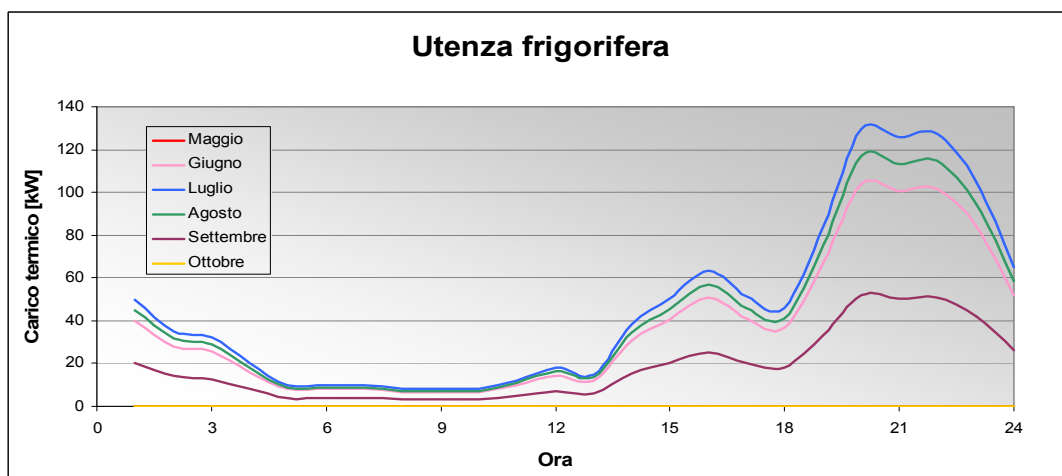


Fig. 6.1.2 Andamento dei carichi frigoriferi per l'utenza plurifamiliare



### Andamento dei carichi elettrici

L'andamento dei carichi elettrici deriva da uno studio commissionato dal ministero dell'ambiente, denominato MICENE [7], condotto da alcuni ricercatori de Politecnico di Milano. I dati sono ricavati dal monitoraggio di 110 abitazioni aventi una superficie media di 106m<sup>2</sup> ed un numero medio di abitanti pari a 4,06.

I carichi presentati mostrano un picco nelle ore serali, associate ad una maggiore attività all'interno dell'abitazione.

Nella simulazione dell'impianto ottimizzato mediante HECU, si è ipotizzato che il 40% dei carichi elettrici possa essere sfasato mediante una comunicazione attiva tra HECU ed elettrodomestici. Il valore piuttosto elevato che si è ipotizzato è giustificato dall'elevato peso dei carichi relativi ai principali elettrodomestici (lavatrice, lavastoviglie e frigo), per i quali si ipotizza la capacità di rispondere ai segnali inviati dall'unità HECU.

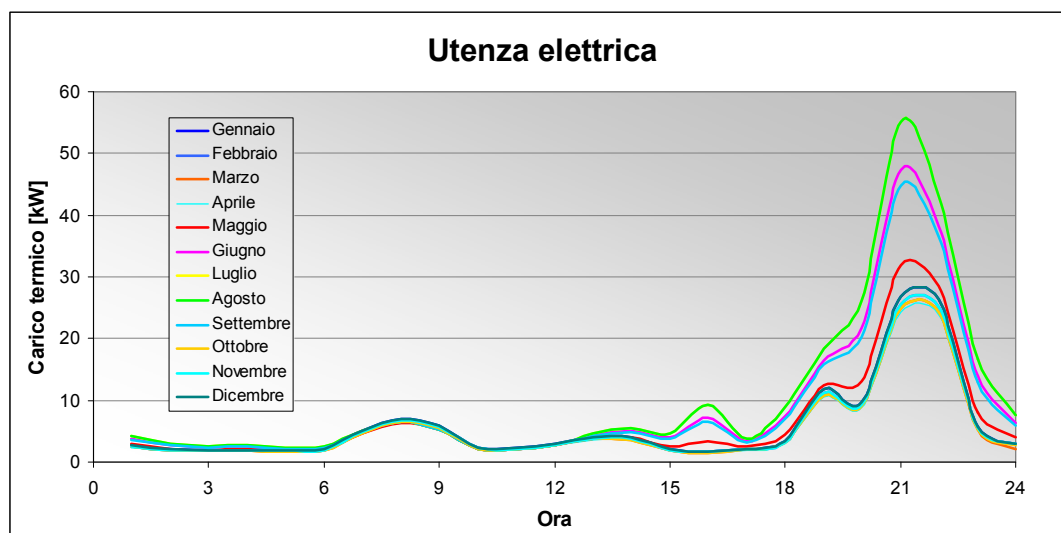


Fig. 6.1.3 Andamento dei carichi elettrici per l'utenza plurifamiliare

### Classe energetica dell'edificio

La classificazione energetica dell'edificio è stata realizzata considerando inizialmente un impianto di produzione di energia tradizionale: caldaia a condensazione per il riscaldamento e la produzione di ACS, abbinata a split frigoriferi aria/aria per la climatizzazione estiva. Al termine dell'analisi (par. 6.4.5) si è invece valutato il fabbisogno di energia primaria del sistema trigenerativo ottimizzato mediante HECU ed accumulo e del sistema trigenerativo sprovvisto di accumulo, così da valutare l'effettivo incremento delle prestazioni energetiche dell'edificio ottenibile mediante i due impianti.

Gli indicatori di prestazione energetica utilizzati nella documentazione, in base ai quali operare la classificazione, sono riportati in tabella 6.1.1. Ognuno di essi è calcolato dal rapporto tra l'utenza considerata (intesa come fabbisogno annuo di energia primaria) e la superficie utile [kWh/m<sup>2</sup>anno]

Indicatore	Simbolo
Fabbisogno energetico specifico dell'involucro edilizio	<b>PE<sub>H</sub></b>
Fabbisogno specifico di energia primaria per la produzione di ACS	<b>PE<sub>WP</sub></b>
Contributo energetico specifico dovuto alle fonti rinnovabili	<b>PE<sub>FR</sub></b>
Fabbisogno specifico globale di energia primaria	<b>PE<sub>G</sub></b>

Tab.6.1.1 Indicatori di prestazione energetica dell'edificio

Considerato il fabbisogno termico (riscaldamento ed ACS) pari a 60 kWh/m<sup>2</sup>anno ed un rendimento stagionale annuo dell'impianto di riscaldamento pari all' 83,5%, la classe energetica di appartenenza del sistema edificio – impianto tradizionale risulta essere la C per l'indicatore PE<sub>H</sub>, mentre l'abitazione si posiziona in classe F se si considera l'indicatore PE<sub>G</sub>, ovvero il fabbisogno specifico globale di energia, calcolato assumendo un rendimento medio del parco elettrico italiano pari a 0.385 ed un EER frigorifero medio pari a 3.5.

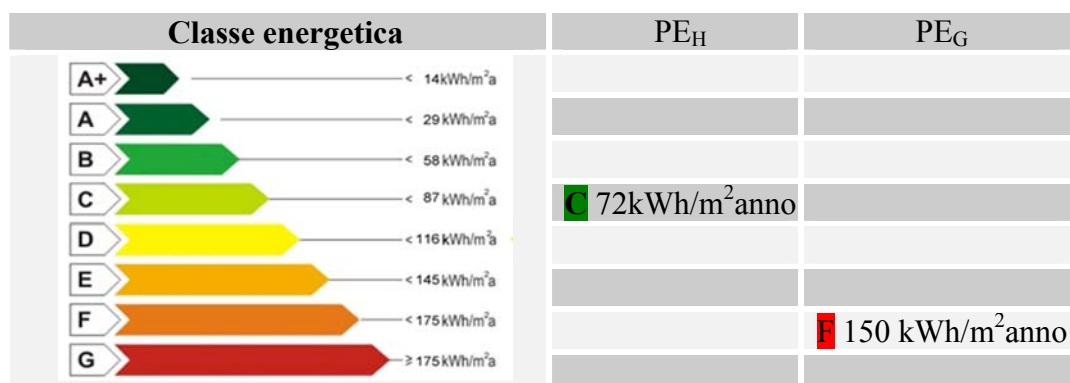


Fig. 6.1.4 Classificazione energetica dell'edificio con impianto tradizionale

## 6.2 Impianto trigenerativo

### Cogeneratore

Per la simulazione iniziale è stata utilizzata una **MTG Capstone C30**; si tratta di una MTG rigenerativa, avente una potenza elettrica nominale di 26kW associata ad un recupero termico massimo di 63kW. Il rendimento elettrico nominale è pari al 25% (riferito al PCI del combustibile), il costo di investimento è di 60'000€ ed il costo di manutenzione è pari a 0.8 c€/kWh<sub>el</sub>. La macchina in oggetto è in grado di operare a carichi fortemente parzializzati, fino al 20% della potenza nominale, e di conseguire un recupero termico ad una temperatura idonea all'alimentazione della MA ( $\geq 88^{\circ}\text{C}$ ). I valori di emissione specifica risultano contenuti per parzializzazioni superiori al 60% (grazie alla combustione premiscelata) mentre aumentano considerevolmente per parzializzazioni inferiori (fig.3.1.19).

Nelle simulazioni successive sono stati utilizzati cogeneratori differenti, sia per tipologia che per taglia. Come illustrato nel capitolo 2.6, i MCI presentano costi specifici inferiori e rendimenti elettrici maggiori di qualche punto percentuale rispetto alle MTG, per contro sono caratterizzati da valori superiori di emissioni inquinanti. Si è scelto di simulare il comportamento dell'impianto con due cogeneratori a combustione interna di taglia differente (20 e 30kW<sub>el</sub>), per valutare gli effetti di una diminuzione di taglia e del costo di investimento, accompagnata da un aumento delle ore equivalenti di funzionamento. Questo comporta inoltre un maggiore intervento della caldaia integrativa a copertura della richiesta termica di picco per il riscaldamento e per l'alimentazione della MA nei mesi estivi.

Costi e caratteristiche	Potenza elettrica [kW]	$\eta$ elettrico [%,PCI]	Potenza termica [kW]	$\eta$ I principio [%,PCI]	Costo specifico. [€/kW <sub>el</sub> ]	Costo manut. [c€/kWh]
MTG Capstone C30	30	25%	66	80%	<b>3300</b>	0.8
MCI Energifera Tema 30	28	28%	56	84%	<b>1500</b>	1.8
MCI EnergiaNova TANDEM T20	20	29%	48	90%	<b>1450</b>	3.0

Tab.6.2.1 Caratteristiche dei cogeneratori utilizzati per la simulazione

### Macchine frigorifere

In prima analisi è stata assunta una Macchina ad assorbimento WFC SC "140" Maya Yazaki; si tratta di una macchina reversibile avente una potenza frigorifera nominale di 140kW con EER pari a 0.70, in grado di soddisfare completamente il carico frigorifero dell'utenza. La potenza termica nominale è pari a 280kW, con COP pari a 1.7.

La taglia della macchina è leggermente superiore rispetto al modello commerciale Maya WFC SC30; i parametri di funzionamento sono stati estrapolati da tale modello, assumendo gli stessi valori di rendimento (scelta conservativa, visto

l'incremento di taglia) ed un costo specifico pari a 385€/kW<sub>fr</sub>, in accordo alla curva di costo di fig. 2.7.9. Il costo complessivo della macchina è quindi pari a 54'000€, cui vanno aggiunti 5'000€ per la torre evaporativa. Il costo di manutenzione dichiarato dal costruttore è di 0.1 c€/kWh<sub>fr/th</sub>.

La richiesta termica massima per l'alimentazione della MA, in corrispondenza del picco di richiesta frigorifera, è pari a 185kW<sub>th</sub>. Tale valore risulta notevolmente superiore rispetto al massimo recupero termico conseguibile dal cogeneratore; i picchi frigoriferi saranno quindi soddisfatti mediante l'ausilio della caldaia integrativa.

A seguito del modesto livello termico del calore generato in modalità PDC, si è imposto il vincolo di utilizzo istantaneo del calore prodotto.

Nelle simulazioni successive si è valutato il funzionamento dell'impianto in presenza di una MA di taglia ridotta, affiancata da una macchina a compressione elettrica. In questo caso è stato scelto il modello Maya SC 10, caratterizzato da una potenza frigorifera di 35kW<sub>fr</sub> ed una potenza termica di 85kW<sub>th</sub>. I valori di rendimento della MA risultano uguali alla macchina di taglia maggiore (come dichiarato dal costruttore) mentre il costo è pari a 28'800€ più 3'500€ per la torre evaporativa.

E' stata quindi scelta una macchina a compressione elettrica avente una potenza frigorifera nominale pari a 100kW<sub>fr</sub> (a copertura dei picchi frigoriferi residui) ed un indice EER nominale pari a 3. In ciclo inverso tale macchina presenta una potenza termica di 123kW<sub>th</sub>, associata ad un COP nominale di 3.7.

### **Caldaia Riello RTS 349/3**

Si tratta di una caldaia a basamento modulante a temperatura scorrevole, avente una potenza termica nominale di 321kW, un rendimento medio stagionale dell'85% ed un costo di installazione pari a 4'500€.

La stessa caldaia è stata utilizzata anche per il calcolo dei consumi e delle emissioni relative al caso di produzione separata di EE e calore.

I valori di emissione assunti sono riportati nella seguente tabella:

Emissioni CO2 [g/kWh <sub>th</sub> ]	233
Emissioni NOx [g/kWh <sub>th</sub> ]	0,70
Emissioni CO [g/kWh <sub>th</sub> ]	0,130
Emissioni SOx [g/kWh <sub>th</sub> ]	0,0013
Particolato [g/kWh <sub>th</sub> ]	0,010

*Tab.6.2.2 Emissioni tipiche caldaie residenziali (classe NOx 5)*

### **Accumulo Thermital THE/AI 5000 + THE AIS 1500**

Si tratta di due accumuli inerziali contenenti acqua di impianto ed aventi capacità rispettivamente pari a 5000 litri e 1500 litri. Il primo presenta unicamente le flange per la connessione a scambiatori esterni, mentre il secondo è munito di uno scambiatore interno per la connessione dei collettori solari. La capacità termica disponibile, ipotizzando un  $\Delta T$  operativo massimo di 40°C, è pari a 300kWh. Il costo complessivo dei due serbatoi è pari a 4'300€.

### **Collettori solari Riello CSL 25R**

Si tratta di collettori solari piani aventi una superficie utile di 2,15m<sup>2</sup> per modulo. Si è ipotizzato un impianto di 20m<sup>2</sup> rivolto a sud, con inclinazione pari a 50° per favorire la produzione di energia termica nei mesi invernali, considerando che la produzione relativa ai mesi estivi risulta comunque sovrabbondante rispetto alla richiesta termica dell'utenza. Il costo specifico per i soli collettori piani è di 250€/m<sup>2</sup> per un costo totale pari a 5'000€. Il costo relativo all'impianto è invece incluso nella voce relativa al Balance of Plant. A seguito della scarsa efficienza operativa dei collettori piani con temperature del fluido uguali al livello termico necessario per l'alimentazione della MA, si è esclusa la possibilità di effettuare Solar Cooling.

## **6.3 Scenario tariffario**

Per quanto riguarda le *tariffe* relative allo scambio di EE con la rete ad all'acquisto di gas, sono stati assunti i valori riportati nel paragrafo 3.4, corrispondenti ad un acquisto secondo la nuova tariffa bioraria (21 – 16 c€/kWh) ed una cessione secondo il prezzo orario definito sul MGP. E' stata inoltre assunta una valorizzazione dei TEE pari a 81€/tep (valore medio ponderato per il 2009 [5]).

Per l'analisi economica è stato assunto un costo dell'HECU pari a 500€ ed un valore di Balance of Plant pari al 20%. Trattandosi di un'applicazione residenziale, si è ipotizzato che il costo di investimento sia interamente coperto da un istituto bancario, mediante un mutuo a tasso simile a quanto concesso per gli impianti fotovoltaici (4.5%).

Per il calcolo dei consumi di energia primaria e delle emissioni relative alla *produzione separata* di energia elettrica, termica e frigorifera, sono stati adottati i dati relativi al parco elettrico medio Italiano, riportati nel paragrafo 3.5.

## 6.4 Risultati della simulazione

Come anticipato, la prima simulazione è finalizzata alla valutazione dei benefici conseguibili mediante l'impianto cogenerativo dotato di HECU ed accumulo termico (denominato in seguito impianto 1), rispetto all'impianto cogenerativo senza accumulo (impianto 2) ed al caso di produzione separata (impianto 3).

Si procede inizialmente ad una valutazione delle differenti modalità di funzionamento dei due impianti cogenerativi, effettuando successivamente un confronto tra i parametri economici ed i valori di emissioni che caratterizzano i tre impianti.

### 6.4.1 Modalità di funzionamento

Si riportano di seguito i grafici relativi alla generazione di energia termica degli impianti 1 e 2, in una tipica giornata **invernale**.

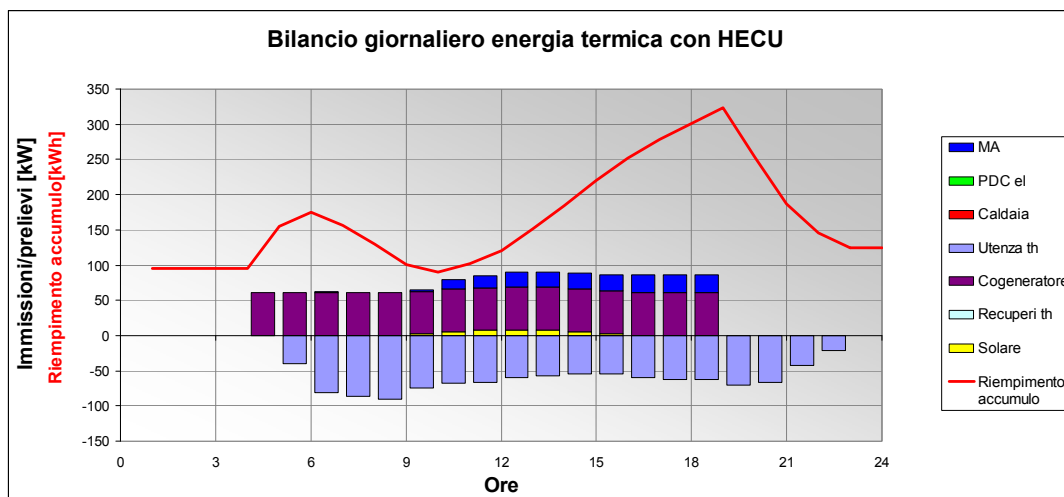


Fig. 6.4.1 Funzionamento dell'impianto 1 in una giornata invernale (23gen)

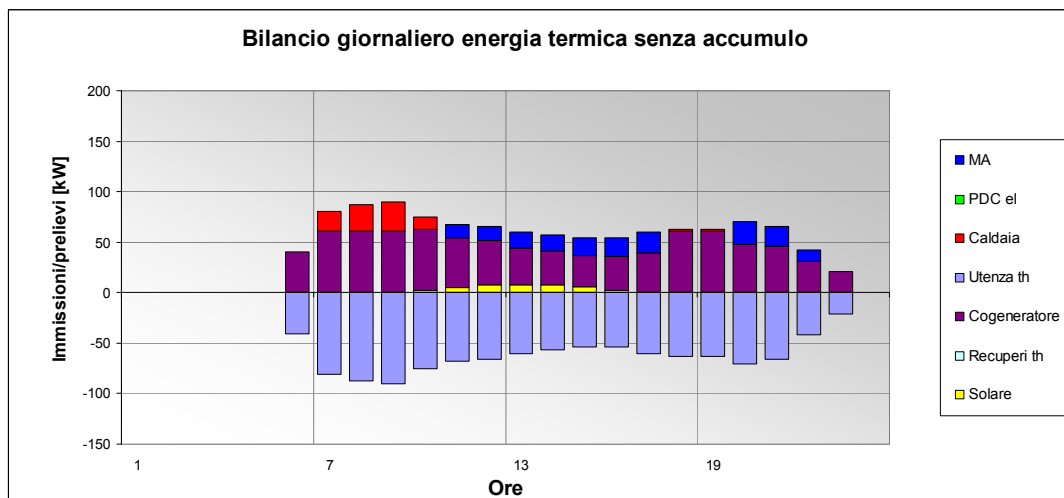


Fig. 6.4.2 Funzionamento dell'impianto 2 in una giornata invernale (23gen)

Nel primo caso si può osservare come la logica di gestione abbia individuato una programmazione che prevede di accendere il cogeneratore a pieno carico nelle ore centrali della giornata, corrispondenti ad una maggiore remunerazione dell'EE immessa in rete, ottenendo il massimo rendimento elettrico ed immagazzinando progressivamente energia termica nell'accumulo per soddisfare le utenze serali.

Nel secondo caso si osserva invece una modulazione del cogeneratore, necessaria a seguire l'utenza termica; nelle ore caratterizzate dal maggior carico termico è inoltre necessario l'intervento della caldaia integrativa a copertura delle richieste termica residua.

In entrambi i casi la logica di gestione prevede un utilizzo della MA solo nella seconda parte della giornata, per via della maggior temperatura esterna (si tratta di una giornata di sole, come indicato dalla curva relativa ai collettori solari). La potenza termica relativa alla MA riportata nei grafici rappresenta unicamente la quota di calore prelevata dall'ambiente, così da mantenere una distinzione tra calore cogenerato e contributo aggiuntivo fornito dalla MA stessa. Si osserva quindi come nel secondo caso, nelle ore 18 e 19, sia più conveniente il funzionamento del cogeneratore a pieno carico rispetto ad una parzializzazione dello stesso accompagnata dall'accensione della MA, rinunciando di fatto al contributo "gratuito" prelevabile dall'ambiente, che viene invece sfruttato ed immesso nell'accumulo dall'impianto 1.

Nel primo caso il costo marginale del calore generato (al netto del ricavo derivante dalla vendita di EE) è pari a 34€, nel secondo caso a 40€.

Si riportano di seguito i grafici relativi alla generazione di energia termica degli impianti 1 e 2, in una giornata di mezza stagione.

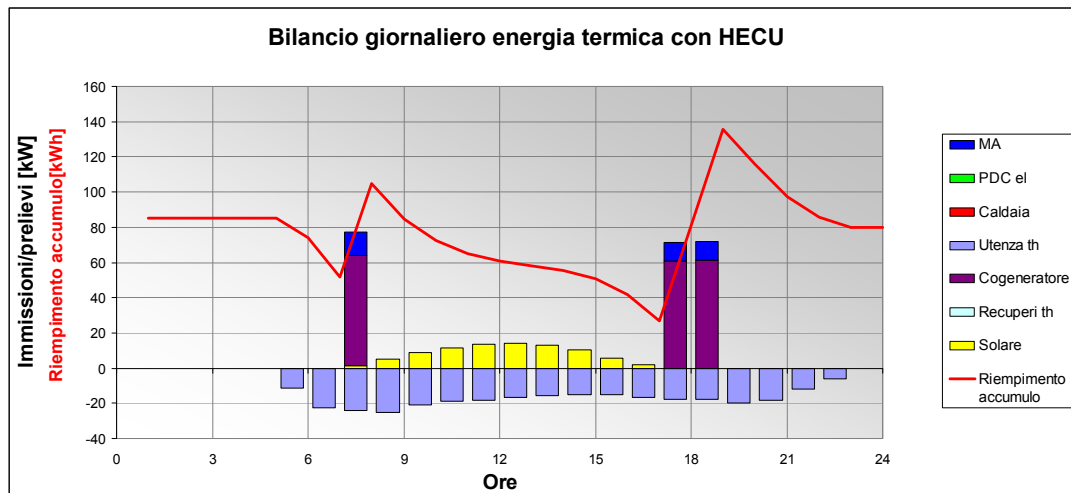


Fig. 6.4.3 Funzionamento dell'impianto 1 in una giornata di mezza stagione (4 mag)

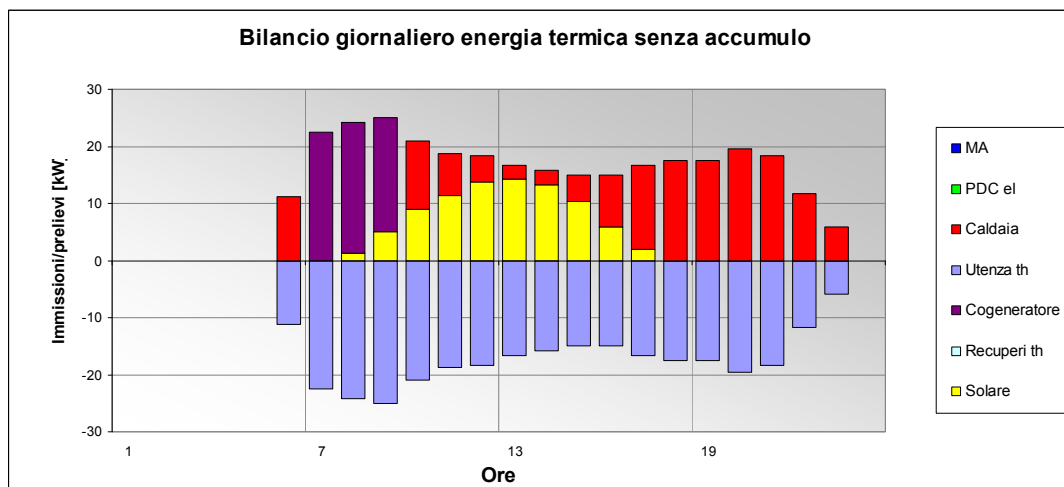


Fig. 6.4.4 Funzionamento dell'impianto 2 in una giornata di mezza stagione (4 mag)

Si osserva come la mezza stagione sia caratterizzata da modalità di funzionamento sostanzialmente differenti per degli impianti 1 e 2; nel primo caso l'HECU definisce un programma di funzionamento che prevede l'attivazione del cogeneratore in due momenti differenti, coincidenti con i picchi della curva di acquisto dell'EE (fig.3.5.6). L'algoritmo di ottimizzazione ha verificato la compatibilità delle soluzioni scelte con il livello massimo di riempimento dell'accumulo, considerando anche l'apporto dei collettori solari previsto.

Nel secondo caso il funzionamento del cogeneratore è limitato alle ore caratterizzate da un carico termico superiore al recupero realizzabile dal cogeneratore operante al minimo tecnico; nelle ore restanti è necessario l'intervento della caldaia integrativa.

Il costo giornaliero di esercizio dell'impianto 1 è pari a 5.5€ mentre il costo dell'impianto 2 è triplo: 16.6€.

Nel periodo **estivo** il funzionamento dei due impianti risulta invece uguale, con un'attivazione del cogeneratore in modulazione, per alimentare la MA preposta all'erogazione della potenza frigorifera richiesta. Non sono presenti interventi di altri componenti impiantistici per soddisfare la richiesta termica relativa all'ACS, in quanto interamente coperta dai collettori solari. L'unica differenza che distingue il comportamento dei due impianti è relativa alle giornate nuvolose nelle quali l'impianto 1, grazie alle grandi dimensioni dell'accumulo termico, è in grado di soddisfare l'utenza termica mediante l'energia prodotta dai collettori solari nei giorni precedenti. L'impianto 2 prevede invece una parzializzazione del cogeneratore leggermente superiore rispetto al fabbisogno della MA, per recuperare l'energia termica necessaria alla copertura dei suddetti carichi.



## 6.4.2 Bilanci energetici

E' possibile confrontare i bilanci energetici annuali relativi alla produzione di energia termica, per i due impianti:

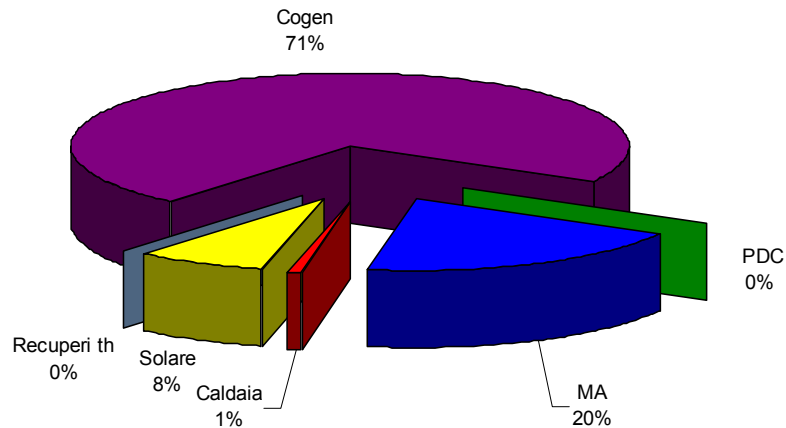


Fig. 6.4.5 Ripartizione annuale del calore generato dall'impianto 1

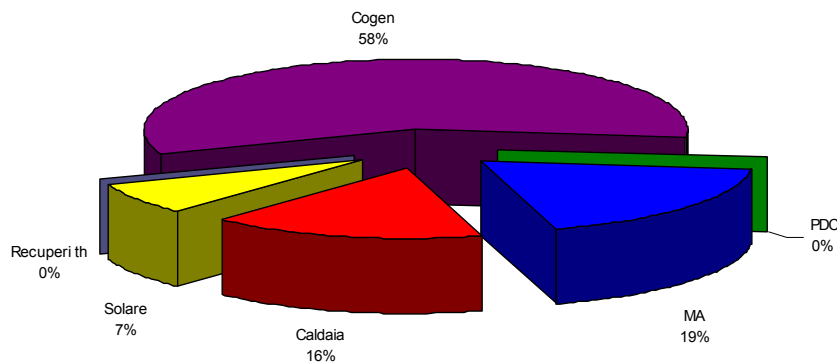


Fig. 6.4.6 Ripartizione annuale del calore generato dall'impianto 2

Dai grafici si osserva in primo luogo riduzione del 13% della quota di calore derivante dal recupero termico del cogeneratore nell'impianto 2. Questa riduzione si spiega a seguito degli interventi integrativi della caldaia, attuati nei mesi invernali e nelle mezze stagioni.

Il funzionamento della MA risulta leggermente ridotto, per quanto esposto relativamente al funzionamento orario invernale. Il recupero termico relativo al funzionamento estivo della macchina frigorifera è nullo in entrambi i casi, in quanto escluso dalla logica di gestione, a seguito della priorità riconosciuta all'impianto solare.

Si riportano di seguito i bilanci relativi all'EE scambiata con la rete, aggregata a livello mensile.

	IMPIANTO 1			IMPIANTO 2		
	Prod. cogen. [kWh]	Immissioni in rete [kWh]	Prelievi dalla rete [kWh]	Prod. cogen. [kWh]	Immissioni in rete [kWh]	Prelievi dalla rete [kWh]
Gennaio	14611	11827	1520	12325	8920	899
Febbraio	10063	8453	2095	7905	5336	1136
Marzo	4272	3501	3185	3174	1512	2295
Aprile	3308	2658	3102	2297	886	2341
Maggio	2597	1962	4247	995	333	4219
Giugno	8198	3103	1355	8225	3127	1351
Luglio	9765	3905	1970	9781	3917	1965
Agosto	9151	3245	2166	9167	3256	2161
Settembre	2981	366	3578	3143	380	3429
Ottobre	3479	2835	3333	2319	915	2572
Novembre	8853	7359	2481	6720	3988	1243
Dicembre	14180	11532	1667	11957	8577	935
<b>TOTALE</b>	<b>91457</b>	<b>60747</b>	<b>30699</b>	<b>78009</b>	<b>41146</b>	<b>24547</b>

Tab.6.4.1 Bilanci elettrici degli impianti 1 e 2

Dai risultati aggregati a livello mensile relativi all'utenza elettrica, si osserva come il sistema cogenerativo ottimizzato mediante HECU ed accumulo termico immetta ed al contempo prelevi una quantità maggiore di EE dalla rete rispetto all'impianto senza HECU. Questo è sinonimo di un maggior sfasamento dei carichi elettrici a seguito di una tendenza ad immettere EE in rete nelle ore di picco e prelevare EE nelle ore fuori picco, comportamento che genera vantaggi sia per l'utente (economici), che per il sistema elettrico nazionale (tecnici, ambientali ed economici).

Si riportano di seguito i dati consuntivi, relativi al funzionamento del cogeneratore.

Analisi cogeneratore								
	$\eta$ medio cogen	Ore reali cogen	Ore eq. cogen	Carico medio	$\eta$ I principio	LT	IRE scenario Italiano	IRE scenario avanzato
<b>Impianto 1</b>	25,1%	4'794	3'266	84%	81,1%	0,69	26%	12%
<b>Impianto 2</b>	24,1%	5'655	2'786	55%	79,6%	0,70	24%	10%

Analisi Globale Impianto				
	Energia Primaria [kWh]	Risparmio Energetico	En. Prim. Avanzato [kWh]	Risparmio Energetico (avanzato)
<b>Impianto 1</b>	308'159	33%	333'578	13%
<b>Impianto 2</b>	335'456	27%	349'499	9%
<b>Impianto 3</b>	458'989		382'390	

Tab.6.4.2 Analisi a consuntivo del funzionamento del cogeneratore

Tab.6.4.3 Analisi a consuntivo del funzionamento dell'impianto

Dall'analisi relativa al **cogeneratore** si osserva come l'impianto 1 sia in grado di ottenere un carico medio del motore primo decisamente superiore rispetto all'impianto 2, grazie alle logiche previsionali adottate ed all'utilizzo del sistema di accumulo termico. In particolare, nel primo caso, il cogeneratore funziona sempre a carico nominale quando è richiesta la produzione di energia termica ed è soggetto ad una parzializzazione unicamente per l'alimentazione della MA in funzionamento frigorifero. Nei mesi estivi l'energia fornita dai collettori solari copre l'intera utenza termica ed uno scostamento positivo dalla suddetta parzializzazione si tradurrebbe in una dissipazione di calore verso l'ambiente.

La differenza tra i rendimenti elettrici medi dei due impianti è modesta a seguito delle ottime prestazioni in parzializzazione conseguite dalla MTG rigenerativa. Come conseguenza si osservano scostamenti limitati anche per quanto riguarda gli indici IRE ed LT relativi ai due impianti.

Dall'analisi **globale** si osserva come il risparmio di energia primaria sia superiore rispetto all'indice IRE calcolato relativamente all'analisi del cogeneratore; in questo caso infatti il risparmio energetico non viene determinato unicamente in base al calore prodotto dal cogeneratore (come nel caso dell'IRE, par. 2.4) ma dai bilanci di energia elettrica e gas relativi all'impianto nel suo complesso. Rispetto al calcolo dell'IRE vengono quindi considerati anche i benefici derivanti dalla maggior efficienza estiva per la produzione di energia frigorifera, gli apporti relativi all'energia termica generata dalle pompe di calore ed il contributo termico relativo ai collettori solari.

L'impianto 1, gestito mediante la logica di ottimizzazione implementata, è in grado di conseguire un risparmio di energia primaria superiore di 6 punti percentuali rispetto all'impianto 2. Tale risparmio è legato alle differenti modalità di funzionamento evidenziate per il periodo invernale e la mezza stagione, cui consegue in primo luogo un maggior impiego del cogeneratore nell'impianto 1, in sostituzione al calore generato mediante la caldaia nell'impianto 2 (fig 6.4.5 e 6.4.6). Si ottiene così un incremento del rendimento globale di primo principio dell'impianto 1.

In entrambe le analisi è stato riportato anche il valore del risparmio energetico conseguibile rispetto ad uno scenario avanzato, caratterizzato da una generazione di EE in impianti a Ciclo Combinato di grande taglia, alimentati a gas naturale e caratterizzati da un rendimento elettrico del 55%. In questo modo viene valutato il risparmio energetico a parità di combustibile impiegato, utilizzando la miglior tecnologia disponibile (BAT) ed escludendo gli effetti legati ai combustibili meno pregiati utilizzati nel parco elettrico italiano. Si osservano in questo caso indici di risparmio energetico inferiori ma comunque positivi, a conferma dei vantaggi energetici ottenibili mediante gli impianti cogenerativi 1 e 2.

### 6.4.3 Analisi emissioni

Si riportano di seguito i valori di emissioni relativi al funzionamento annuale dei tre impianti.

Confronto Emissioni annue							
	CO2 [kg]	CO [g]	Nox [g]	SOx [g]	PM [g]		
<b>LOCALI</b>							
Impianto 1	78191	22728 -3%	13285 6%	0	3904	118%	
Impianto 2	77420	40442 73%	20103 60%	0	3249	81%	
Impianto 3	41838	23334	12565	0	1795		
<b>GLOBALI</b>							
Impianto 1	57458 -32%	19723 -33%	-4744 -110%	-30048 -149%	2702	-36%	
Impianto 2	65966 -22%	38782 32%	10144 -79%	-16599 -127%	2585	-39%	
Impianto 3	84211	29475	49410	61409	4251		

Tab.6.4.4 Emissioni annue locali e globali, relative ai 3 impianti

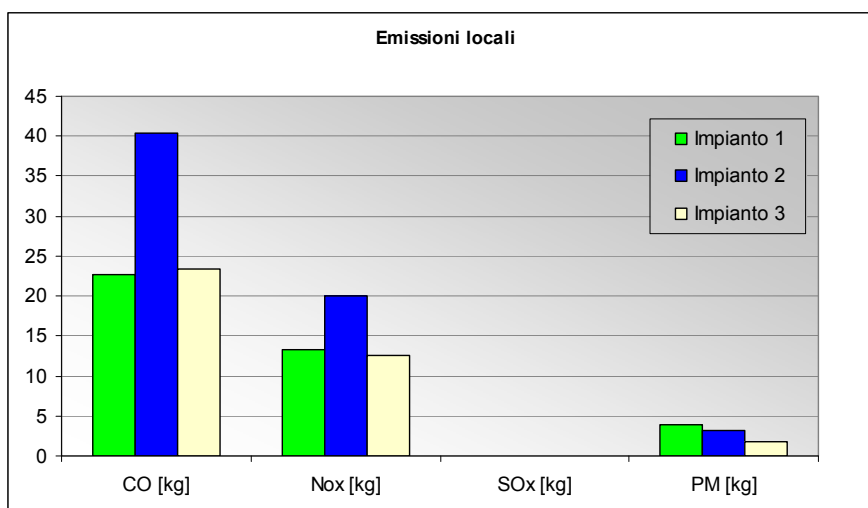


Fig. 6.4.7 Emissioni locali annue per gli impianti 1, 2 e 3

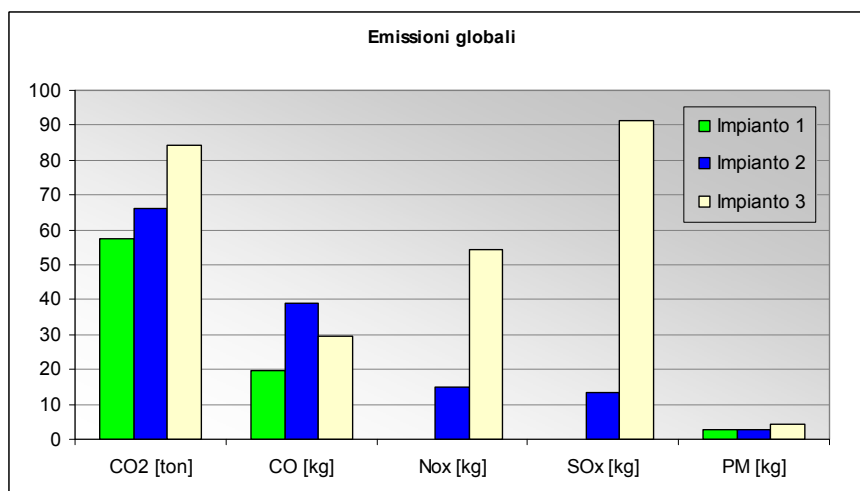


Fig. 6.4.8 Emissioni globali annue per gli impianti 1, 2 e 3

Per quanto riguarda le **emissioni locali**, si osserva come l'impianto 1 produca una quantità di inquinanti sensibilmente inferiore rispetto all'impianto 2 e paragonabile all'impianto di generazione separata (caldaia di classe NO<sub>x</sub> 5), grazie anche alla combustione premiscelata operata dalla MTG a pieno carico. L'impianto 2 opera invece con parzializzazioni della MTG spesso inferiori al 60%, con conseguente impossibilità di realizzare una combustione premiscelata ed aumento delle emissioni inquinanti.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> non vengono analizzate a livello locale, in quanto legate unicamente gli effetti sul clima, relativi al riferimento globale.

I valori di emissione degli impianti 1 e 2 risultano comunque contenuti grazie all'utilizzo della MTG (nel paragrafo successivo si possono osservare gli incrementi relativi all'utilizzo di cogeneratori a combustione interna).

A livello **globale** si osserva una forte riduzione di tutte le emissioni inquinanti, analizzate singolarmente nei punti seguenti:

- **CO<sub>2</sub>**: risulta ridotta in entrambi i casi, sia per il risparmio di energia primaria conseguito che per la minor percentuale di carbonio contenuta nel gas naturale, rispetto alla media dei combustibili utilizzati nel parco elettrico italiano;
- **CO**: l'impianto 1 presenta emissioni inferiori rispetto all'impianto 3 per le già citate qualità della combustione premiscelata operata dalla MTG a pieno carico, l'impianto 2 emette invece una quantità di CO superiore del 32%, sempre rispetto all'impianto 3.
- **NO<sub>x</sub>**: Risultano in entrambi i casi fortemente ridotti a seguito dell'elevato valore di emissioni specifiche che caratterizzano il parco elettrico italiano. Le emissioni dell'impianto 1 sono nulle ad indicare che l'EE immessa in rete consente, a livello globale, un'evitata emissione superiore rispetto all'emissione locale prodotta.
- **PM**: si osserva una riduzione prossima al 40% per entrambi gli impianti, legata all'elevata qualità del combustibile impiegato.

#### 6.4.4 Analisi economica

Si passa infine all'analisi economica relativa ai tre impianti, riportando i risparmi annuali conseguiti dagli impianti 1 e 2, rispetto all'impianto 3 e l'analisi economica degli investimenti relativi agli impianti 1 e 2.

Confronto economico					
	EE cogen [kWh]	Costo TOTALE EE [€]	Costo TOTALE calore [€]	Costo TOTALE freddo[€]	COSTO COMPLESSIVO UTENZE [€]
Impianto 1	91457	€ 6'500 -39%	€ 5'261 -64%	€ 5'198 -27%	€ 16'958 -47%
Impianto 2	78009	€ 7'887 -25%	€ 7'359 -50%	€ 5'198 -27%	€ 20'444 -37%
Impianto 3	0	€ 10'580	€ 14'592	€ 7'092	€ 32'263

Tab.6.4.5 Costi di esercizio relativi ai 3 impianti

Dal confronto economico dei costi di esercizio relativi ai tre impianti si può verificare il risparmio annuo conseguito da ciascuno, ripartito nelle voci di costo relative alle diverse utenze:

- **Utenza elettrica:** viene valutato il costo dell'EE consumata dall'utenza, valorizzata interamente alla tariffa di acquisto per l'impianto 3 e secondo la curva di *costo interno* (par 5.1.2) per gli impianti 1 e 2. Si osserva una riduzione di costo pari al 25% per l'impianto 2, legata alla quota di consumi sovrapposti alla generazione di EE. In questo caso l'utenza elettrica si traduce in una mancata vendita dell'EE cogenerata ed ha un costo pari al prezzo di vendita dell'EE stessa. Per l'impianto 1 si ha una riduzione di costo pari al 39% grazie alla capacità di sfasamento dei carichi elettrici ipotizzata.
- **Utenza termica:** viene valutato il costo marginale dell'energia termica complessivamente prodotta, al netto del ricavo derivante dalla vendita dell'EE cogenerata (all'utenza o alla rete). E' la voce che presenta i risparmi più significativi, legati in parte all'utilizzo del cogeneratore ed in parte all'utilizzo della MA reversibile.
- **Utenza frigorifera:** presenta un costo analogo per gli impianti 1 e 2 che prevedono l'alimentazione della MA mediante il recupero termico del cogeneratore e l'intervento della caldaia integrativa a copertura dei picchi. Il costo relativo all'impianto 3 risulta superiore, a seguito dell'elevato costo di acquisto dell'EE necessaria ad alimentare gli split frigoriferi nelle ore centrali della giornata.

<b>Analisi economica investimento</b>			
	Impianto 1	Impianto 2	Impianto 3
HECU	€ 500	€ -	€ -
COGENERATORE	€ 60'000	€ 60'000	€ -
ACCUMULO	€ 4'290	€ -	€ -
CALDAIA	€ 4'450	€ 4'450	€ 4'450
PDC frigorifera	€ -	€ -	€ 35'000
MA	€ 52'000	€ 52'000	€ -
Collettori solari	€ 5'000	€ 5'000	€ -
Impianto	€ 31'400	€ 20'000	€ 6'500
Costo TOTALE	€ 157'640	€ 141'450	€ 45'950
<b>Investimento differenziale impianto</b>	<b>€ 111'700</b>	<b>€ 95'500</b>	
Bolletta energetica utenza	€ 16'960	€ 20'440	€ 32'260
<b>Risparmio bolletta Energetica</b>	<b>€ 15'300</b>	<b>€ 11'820</b>	
<b>TEE</b>			
Risparmio energia primaria (IRE*Qth) [TEP]	5,321	4,344	
<b>Contributo annuale TEE</b>	<b>€ 431</b>	<b>€ 352</b>	

Tab.6.4.6 Analisi economica dell'investimento, relativa agli impianti 1 e 2

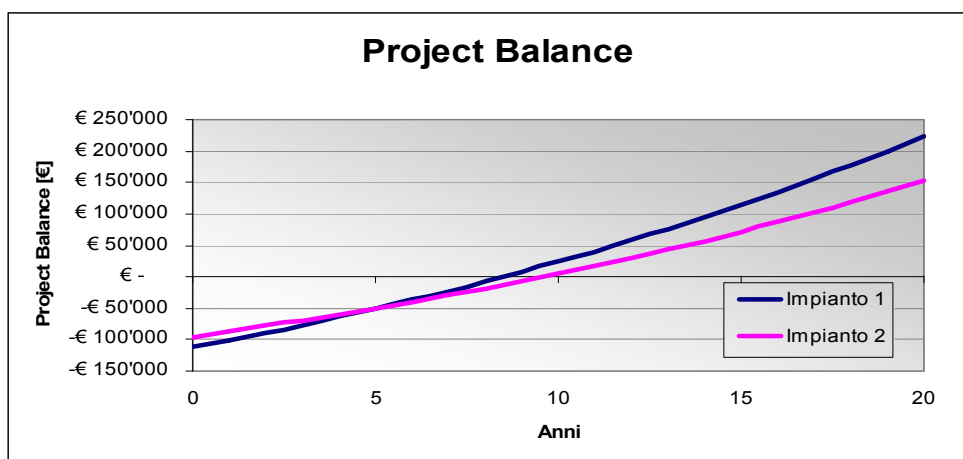


Fig. 6.4.9 Project Balance relativo agli impianti 1 e 2

L'analisi economica dell'investimento è realizzata considerando un esborso iniziale pari al costo differenziale degli impianti 1 e 2 rispetto all'impianto 3. Il cash flow annuo è pari alla somma tra il costo differenziale della bolletta energetica (risparmio conseguito) ed il contributo derivante dai TEE.

Si osserva come l'impianto 1 sia caratterizzato da un costo di investimento leggermente superiore rispetto all'impianto 2, legato all'introduzione dell'unità HECU e dell'accumulo termico di grandi dimensioni, nonché ai maggiori costi impiantistici relativi agli organi di controllo necessari al corretto funzionamento del sistema. Il risparmio economico conseguito dall'impianto 1 risulta tuttavia superiore del 23% rispetto all'impianto 2 e consente una riduzione dei tempi di ritorno dell'investimento (PBP) da 10 ad 8 anni.

In entrambi i casi l'investimento è caratterizzato da tempi di ritorno lunghi, a causa dell'elevato costo specifico della MTG e dei modesti contributi a sostegno della microgenerazione. La logica sviluppata, associata all'utilizzo dell'unità di controllo HECU e dell'accumulo termico, consente tuttavia di migliorare le performance economiche dell'investimento, portando il valore del Net Present Value (NPV) calcolato su 20 anni da 69'000€ a 102'000€.

### 6.4.5 Efficienza energetica dell'edificio

Il fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento viene calcolato dal bilancio energetico relativo alla sola produzione di energia termica. Viene considerata l'energia primaria contenuta nel gas consumato dal cogeneratore e dalla caldaia integrativa (escludendo in entrambi i casi il funzionamento relativo all'alimentazione della MA durante la climatizzazione estiva). Ad essi viene sottratto il risparmio di energia primaria conseguito a livello nazionale, grazie al EE cogenerata ed immessa in rete.

Si determina così un fabbisogno di energia primaria  $PE_H$  per il riscaldamento pari a 24,7 kWh/m<sup>2</sup>anno per l'impianto 1 e 32.9 kWh/m<sup>2</sup>anno per l'impianto 2. Tali valori consentono al fabbricato di collocarsi rispettivamente dalla classe C alla classe A ed alla classe B.

Il fabbisogno globale di energia viene calcolato aggiungendo al bilancio relativo al parametro  $PE_H$  i flussi energetici relativi alle utenze elettriche e frigorifere del complesso abitativo. Si determina così un fabbisogno di energia primaria  $PE_G$  rispettivamente pari a 102,7 e 112,8 kWh/m<sup>2</sup>anno per i due impianti, consentendo di passare dalla classe energetica F relativa all'impianto 3, alla classe energetica C.

Classe energetica	$PE_H$ [kWh/m <sup>2</sup> anno]	$PE_G$ [kWh/m <sup>2</sup> anno]
A+ < 14 kWh/m <sup>2</sup> a		
A < 29 kWh/m <sup>2</sup> a	Imp.1 <b>A</b> 24,7	
B < 58 kWh/m <sup>2</sup> a	Imp.2 <b>B</b> 32.9	
C < 87 kWh/m <sup>2</sup> a		<b>C</b> 102.7 – 112.8
D < 116 kWh/m <sup>2</sup> a		
E < 145 kWh/m <sup>2</sup> a		
F < 175 kWh/m <sup>2</sup> a		
G ≥ 175 kWh/m <sup>2</sup> a		

Fig. 6.4.10 Classificazione energetica dell'edificio con impianto 1 e 2



## 6.5 Simulazione con diversi componenti impiantistici

In questa fase è stato simulato il funzionamento dell'impianto variando la taglia e la tipologia del cogeneratore e delle macchine per la produzione del freddo. Sono stati quindi valutati gli effetti di tali scelte sull'analisi economica dell'investimento, sulle emissioni e sulle modalità funzionamento dell'impianto stesso.

Gli schemi impiantistici adottati sono i seguenti:

- **Impianto 4:** MCI Energifera 30kW<sub>el</sub> (tab. 6.2.2); componenti restanti uguali all'impianto 1;
- **Impianto 5:** MTG Capstone 30 kW<sub>el</sub> (tab. 6.2.2); MA Maya SC10 (tab. 3.1.19) integrata da una PDC a compressione di vapore reversibile, avente potenza nominale pari a 100kW<sub>fr</sub> e 120kW<sub>th</sub>;
- **Impianto 6:** MCI Tandem 20 kW<sub>el</sub>, componenti restanti uguali all'impianto numero 5.

Per contenere la mole di dati relativa alle simulazioni, si riportano le caratteristiche salienti del funzionamento di ciascun impianto, riferite al caso HECU + accumulo termico. I dati ottenuti vengono quindi confrontati con quelli relativi all'impianto 1, analizzato nel paragrafo precedente.

### Bilanci energetici:

Si riporta di seguito il bilancio energetico consuntivo relativo alla generazione di calore, per i diversi impianti:

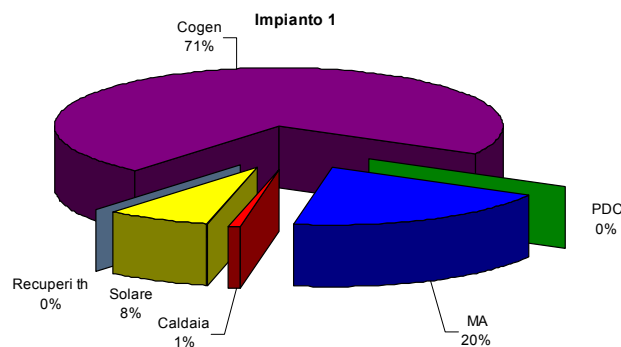


Fig. 6.5.1 Bilancio energetico relativo alla produzione calore - impianto 1

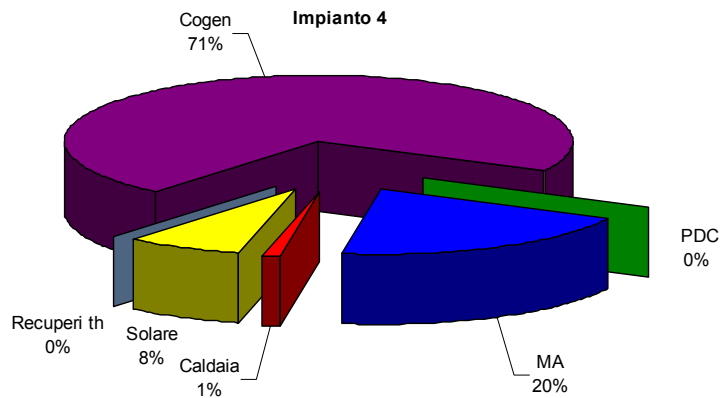


Fig. 6.5.2 Bilancio energetico relativo alla produzione calore - impianto 4

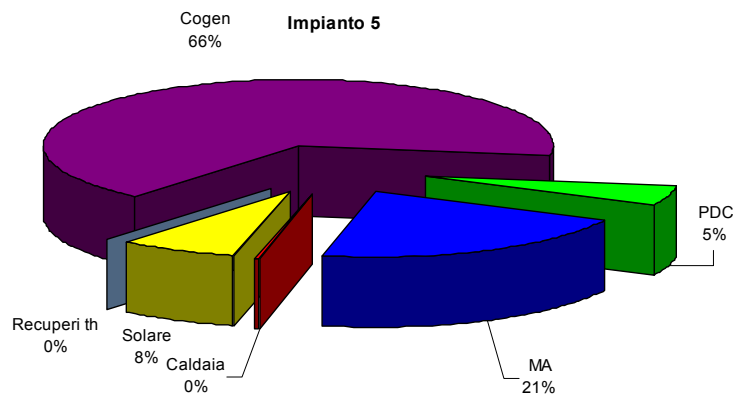


Fig. 6.5.3 Bilancio energetico relativo alla produzione calore - impianto 5

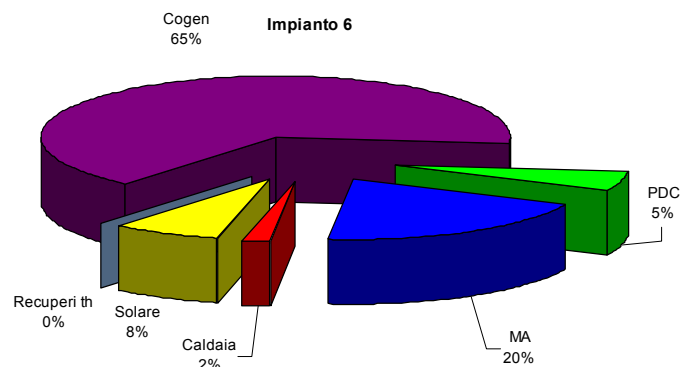


Fig. 6.5.4 Bilancio energetico relativo alla produzione calore - impianto 6

Si osserva come gli impianti 1 e 4 siano caratterizzati dallo stesso bilancio energetico; resta infatti invariata la taglia del cogeneratore e l'incremento di rendimento elettrico relativo al MCI (impianto 4) è compensato dall'incremento dei relativi costi di manutenzione rispetto alla MTG (impianto 1). La logica di gestione non individua quindi una convenienza nel aumentare il numero di ore di funzionamento del cogeneratore relativo all'impianto 4.

L'impianto 5 non vede una riduzione del contributo termico relativo alla MA rispetto agli impianti 1 e 4, nonostante la riduzione di taglia della stessa. Negli ultimi due casi infatti, l'input termico necessario all'alimentazione della MA a pieno carico risulta molto elevato e la logica di gestione non ritiene opportuno l'intervento della caldaia integrativa. Essa parzializza invece la MA sul massimo recupero termico conseguibile dal cogeneratore. Il funzionamento della MA parzializzata risulta così analogo a quello della MA relativa all'impianto 4, operante a pieno carico. L'intervento invernale della PDC elettrica è invece modesto e limitato alla copertura dei picchi di richiesta.

L'impianto 6 vede un bilancio energetico sostanzialmente uguale all'impianto 5, salvo un maggiore intervento della caldaia integrativa a copertura dei picchi invernali, a seguito della ridotta taglia del cogeneratore (la PDC non è attiva in tale situazione a causa della bassa temperatura esterna).

L'utenza frigorifera viene soddisfatta interamente mediante la MA negli impianti 1 e 4. Negli impianti 5 e 6 la MA copre invece solo il carico di base dell'utenza frigorifera, mentre la parte variabile del carico viene soddisfatta mediante la PDC elettrica. Il dimensionamento della MA risulta inoltre tale per cui la richiesta nominale di energia termica di alimentazione è pari al calore recuperabile dal cogeneratore a pieno carico. In questo modo non si rende mai necessario l'intervento della caldaia integrativa per l'alimentazione della MA. Si riporta di seguito il bilancio energetico relativo alla potenza frigorifera annuale prodotta.

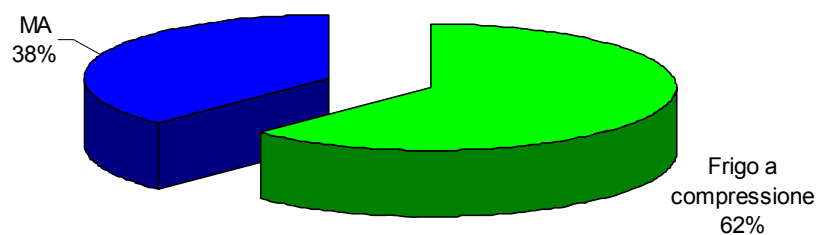


Fig. 6.5.5 Bilancio energetico produzione freddo - impianto 6

Si riportano infine i parametri che caratterizzano il funzionamento del cogeneratore e gli indici di risparmio energetico relativi al cogeneratore ed all'impianto nel suo complesso:

<b>Analisi cogeneratore</b>								
	$\eta$ el medio cogen	Ore reali cogen	Ore eq. cogen	Carico medio	$\eta$ I principio	LT	IRE scenario Italiano	IRE scenario avanzato
<b>Impianto 1</b>	25,1%	4'794	3'266	84%	81,1%	0,69	<b>26%</b>	<b>12%</b>
<b>Impianto 4</b>	27,2%	4'932	3'447	83%	83,5%	0,68	<b>29%</b>	<b>15%</b>
<b>Impianto 5</b>	25,3%	3'375	2'685	91%	80,9%	0,69	<b>26%</b>	<b>12%</b>
<b>Impianto 6</b>	28,2%	4'247	3'621	92%	89,8%	0,69	<b>33%</b>	<b>20%</b>

<b>Analisi Globale Impianto</b>				
	Energia Primaria [kWh]	Risparmio Energetico	En. Prim. Avanzato [kWh]	Risparmio Energetico (avanzato)
<b>Impianto 1</b>	308'159	<b>33%</b>	333'578	<b>13%</b>
<b>Impianto 4</b>	288'670	<b>37%</b>	318'358	<b>17%</b>
<b>Impianto 5</b>	287'635	<b>37%</b>	291'060	<b>24%</b>
<b>Impianto 6</b>	258'840	<b>44%</b>	259'522	<b>32%</b>

Fig. 6.5.6 Indici di risparmio energetico per gli impianti 1 – 4 – 5 – 6

Si osserva come gli impianti 5 e 6 siano in grado di conseguire fattori di carico medi del cogeneratore molto elevati; in tale situazione il raffrescamento estivo avviene infatti mediante la PDC elettrica nei casi in cui la modesta richiesta frigorifera imporrebbe funzionamenti della MA, e quindi del cogeneratore, fortemente parzializzati.

Gli indici IRE degli impianti 4 e 6 risultano superiori grazie al più elevato rendimento elettrico che caratterizza i MCI, per le taglie in oggetto.

A parità di rendimento elettrico del cogeneratore, i maggiori risparmi complessivi di energia primaria si ottengono mediante la compresenza di MA e PDC elettrica, che permettono di ottimizzare il funzionamento estivo del sistema.

L'indice IRE più elevato è relativo all'impianto 6; tale indice è infatti riferito unicamente agli output del cogeneratore che, grazie alla riduzione di taglia, lavora con carichi medi e rendimenti medi di primo principio superiori rispetto agli altri impianti analizzati.

### Bilanci economici:

Dall'analisi dei bilanci economici si osserva come il maggior costo di realizzazione relativo all'impianto 1 non comporti un significato incremento del risparmio conseguibile, allungando di conseguenza il tempo di ritorno dell'investimento. Risultano invece premiati gli impianti che utilizzano il MCI, caratterizzato da costi specifici inferiori ed alcuni problemi dal punto di vista ambientale (paragrafo seguente).

La riduzione di costo di investimento conseguita mediante la compresenza di MA e PDC, permette in generale un più rapido ritorno dell'investimento, associato a forti vantaggi in termini energetici.

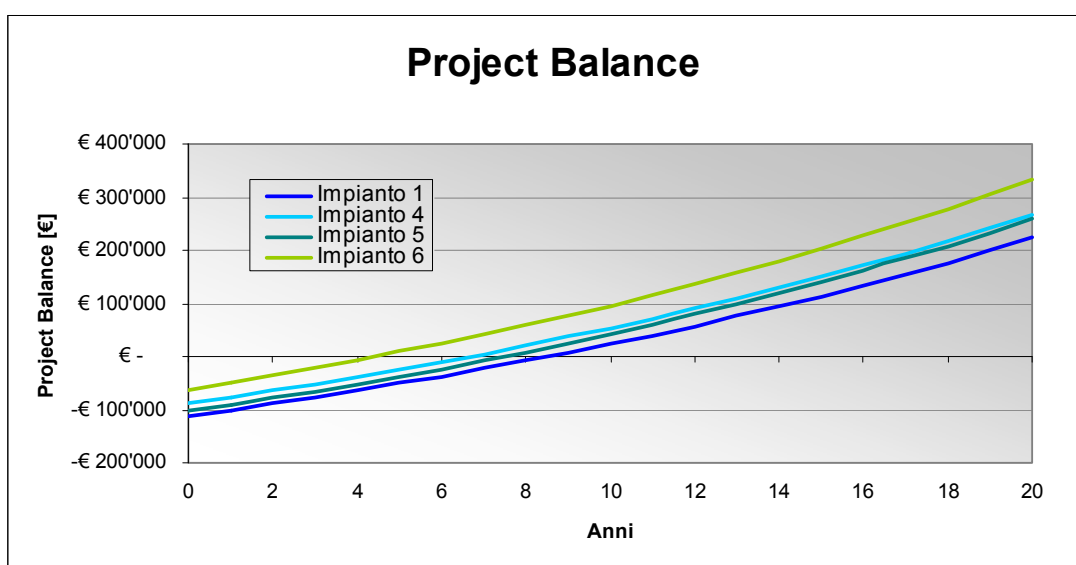


Fig. 6.5.7 Project balance relativo agli impianti 1 - 4 - 5 - 6

I valori terminali attualizzati relativi ai quattro investimenti (NPV) sono pari a:

- Impianto 1: 102'000 €
- Impianto 4: 121'500 €
- Impianto 5: 117'800 €
- Impianto 6: 151'800 €

### Confronto emissioni:

Si riporta di seguito il grafico relativo alle emissioni locali generate dai diversi impianti analizzati.

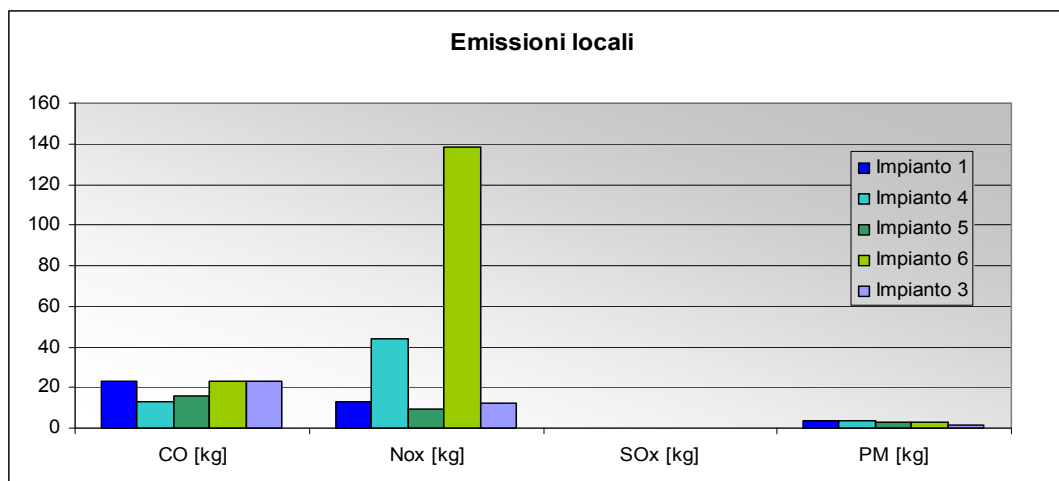


Fig. 6.5.8 Confronto emissioni locali per gli impianti 1 – 4 – 5 – 6 – 3

Dal confronto delle emissioni locali (fig. 6.5.8) si osserva come gli impianti cogenerativi che utilizzano un MCI siano caratterizzati da emissioni di NOx sensibilmente superiori rispetto al caso di produzione separata (impianto 3). Questo si verifica in particolare per l'impianto 6, a seguito del funzionamento a miscela magra del MCI ed alla conseguente presenza di un catalizzatore solo ossidativo.

Le emissioni di CO e particolato risultano analoghe a quelle relative alla caldaia domestica (impianto 3), mentre le emissioni di SOx risultano nulle per tutti gli impianti, a seguito dell'elevata qualità del combustibile impiegato.

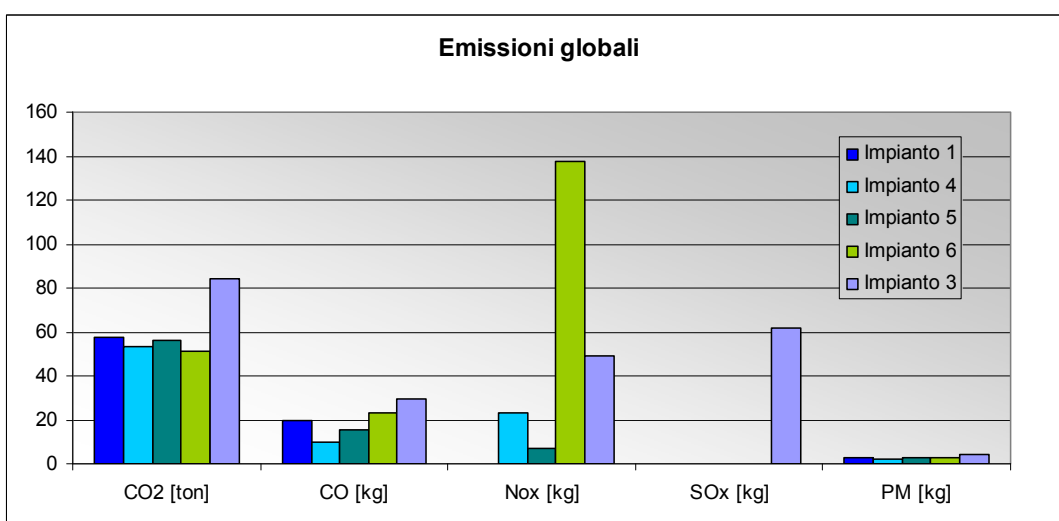


Fig. 6.5.9 Confronto emissioni globali, Impianti 1 – 4 – 5 – 6 – 3

Un'analisi delle emissioni globali evidenzia invece come tutti gli impianti cogenerativi analizzati siano in grado garantire una consistente riduzione delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>, indice del risparmio energetico conseguito. I livelli di CO emesso non subiscono particolari variazioni rispetto all'impianto 3 (salvo una riduzione nel caso 4, a seguito dell'adozione di un catalizzatore trivalente) mentre i livelli di NO<sub>x</sub> presentano un incremento unicamente in relazione all'impianto 6, per le già citate caratteristiche del funzionamento in miscela magra.

I valori di NO<sub>x</sub> relativi all'impianto 1 e di SO<sub>x</sub> relativi a tutti gli impianti cogenerativi risultano nulli, ad indicare che l'EE immessa in rete consente, a livello globale, un'evitata emissione superiore rispetto all'emissione locale prodotta.

Le emissioni di particolato risultano in tutti i casi più che dimezzate rispetto all'impianto 3 (produzione separata).

## 6.6 Considerazioni

Le simulazioni condotte mostrano come un impianto di cogenerazione condominiale, anche in base alla tariffe vigenti, sia soggetto ad una valutazione positiva della fattibilità dell'investimento, in base alla analisi economiche preliminari riportate.

La logica di ottimizzazione implementata permette di migliorare notevolmente i margini di risparmio annuo rispetto all'impianto cogenerativo semplice, a fronte di un modesto incremento del costo di investimento iniziale. I tempi di ritorno passano da 7-10 anni (a seconda dei componenti impiantistici presenti) a 4-8 anni, con incrementi del NPV compresi tra il 25% ed il 43%.

Sono evidenziati significativi vantaggi anche dal punto di vista energetico, con risparmi totali di energia primaria compresi tra il 5 ed il 9%, rispetto all'impianto cogenerativo privo di HECU ed accumulo termico.

Dal punto di vista ambientale risulta premiato l'impianto basato sulla MTG, anche se tale tecnologia comporta un costo specifico di investimento elevato. In particolare l'utilizzo di MCI consente di ridurre significativamente i costi di investimento ed ottenere tempi di ritorno più brevi, a spese di un incremento sia locale che globale delle emissioni inquinanti.

In generale la compresenza di una MA reversibile dimensionata sul massimo recupero termico conseguibile dal cogeneratore, affiancata da una PDC elettrica (non necessariamente reversibile) permette di ridurre il costo totale di investimento e migliorare l'efficienza energetica relativa alla climatizzazione estiva.

L'impianto 5 rappresenta la soluzione migliore dal punto di vista dell'impatto ambientale, mentre l'impianto 6 consente di ottenere contemporaneamente un PBP dell'investimento ridotto ed un elevato NPV al termine dei 20 anni di vita utile dell'impianto.

Si ritiene infine opportuno segnalare la necessità di un intervento legislativo mirato ad incentivare le soluzioni a minor impatto ambientale, prendendo in considerazione, oltre al risparmio energetico conseguito (IRE), anche la riduzione delle emissioni attese a livello globale.





Nel presente capitolo viene utilizzato il software Microgen per simulare il funzionamento di un impianto trigenerativo asservito ad un'utenza monofamiliare, costituita da una abitazione avente una superficie di  $150\text{m}^2$  ed un fabbisogno annuo per il riscaldamento pari a  $110\text{kWh}/\text{m}^2\text{anno}$  (edificio di vecchia costruzione).

L'applicazione monofamiliare richiede un cogeneratore di taglia molto ridotta, fattore che restringe il campo di scelta dello stesso ad un settore del mercato caratterizzato da un numero esiguo di modelli. Sempre a seguito delle ridotte taglie richieste, risulta esclusa la possibilità di utilizzare una MA per la produzione centralizzata del freddo (par 3.3). La simulazione è pertanto limitata alla valutazione dei benefici conseguibili mediante la logica di ottimizzazione sviluppata, rispetto alla soluzione cogenerativa ottimizzata ma priva di HECU ed accumulo termico, e rispetto al caso di generazione separata di EE e calore.

## 7.1 Carichi elettrici, termici e frigoriferi

I dati di consumo annuo di energia termica, elettrica e frigorifera assunti sono riferiti ad un'abitazione avente una superficie di  $150\text{m}^2$ , superiore alla superficie standard delle abitazioni lombarde ( $106\text{m}^2$ ) che non giustificerebbe la complessità relativa ad un impianto cogenerativo. Si riportano di seguito i parametri principali dell'utenza individuata:

- Fabbisogno di energia termica per il riscaldamento  $14'600\text{ kWh}/\text{anno}$
- Fabbisogno di energia termica per ACS  $1'880\text{ kWh}/\text{anno}$
- Picco di richiesta termica  $15,6\text{ kW}$
  
- Carico frigorifero  $4'100\text{ kWh}/\text{anno}$ , corrispondente mediamente a  $1'370\text{ kWh}_{\text{EE}}/\text{anno}$  (EER medio = 3)
- Picco di richiesta frigorifera  $6.5\text{ kW}$
  
- Fabbisogno elettrico  $3'070\text{ kWh}/\text{anno}$
- Picco richiesta elettrica  $3\text{ kW}$

Il consumo di energia elettrica costituisce  $15.7\%$  del totale nel caso senza climatizzazione estiva, ed il  $21.2\%$  del totale nel caso con climatizzazione estiva mediante split elettrici, attestandosi a valori leggermente inferiori rispetto al rendimento elettrico dei cogeneratori di piccola taglia. L'impianto cogenerativo vedrà quindi, a fine anno, una differenza positiva tra immissioni e prelievi di EE dalla rete.

Si riportano di seguito gli andamenti relativi ai carichi elettrici, termici e frigoriferi assunti.

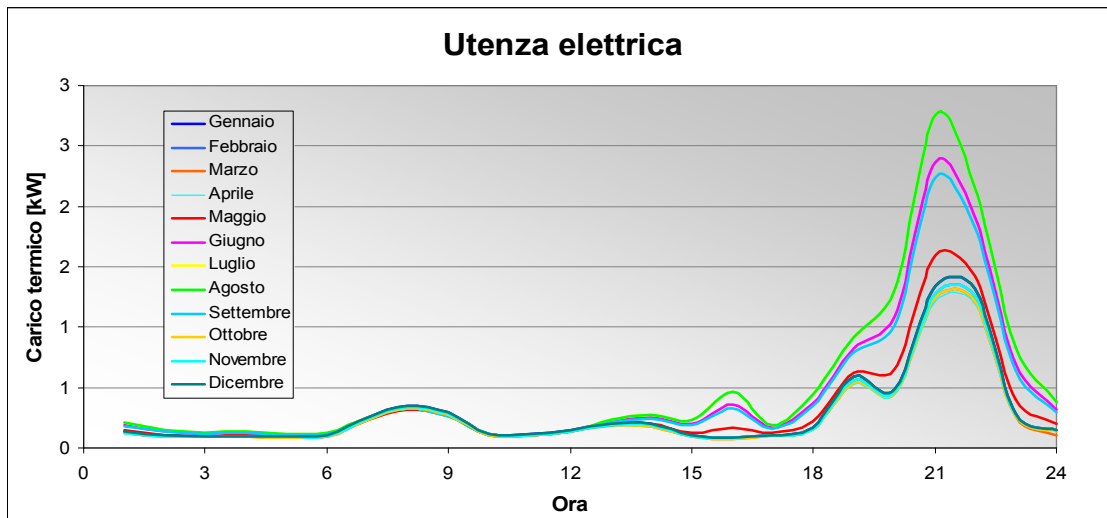


Fig. 7.1.1 Andamento dei carichi elettrici relativi all'utenza monofamiliare

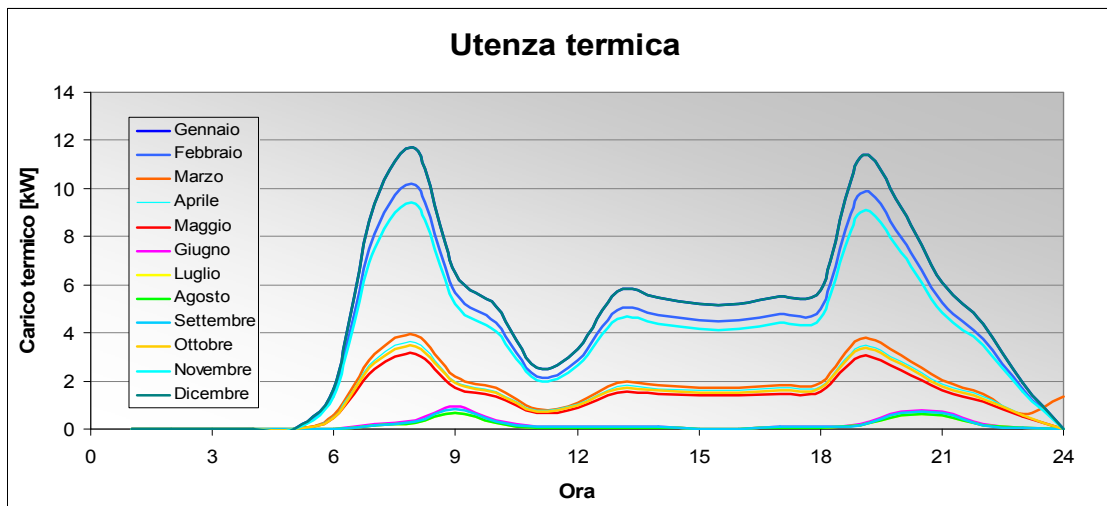


Fig. 7.1.2 Andamento dei carichi termici relativi all'utenza monofamiliare

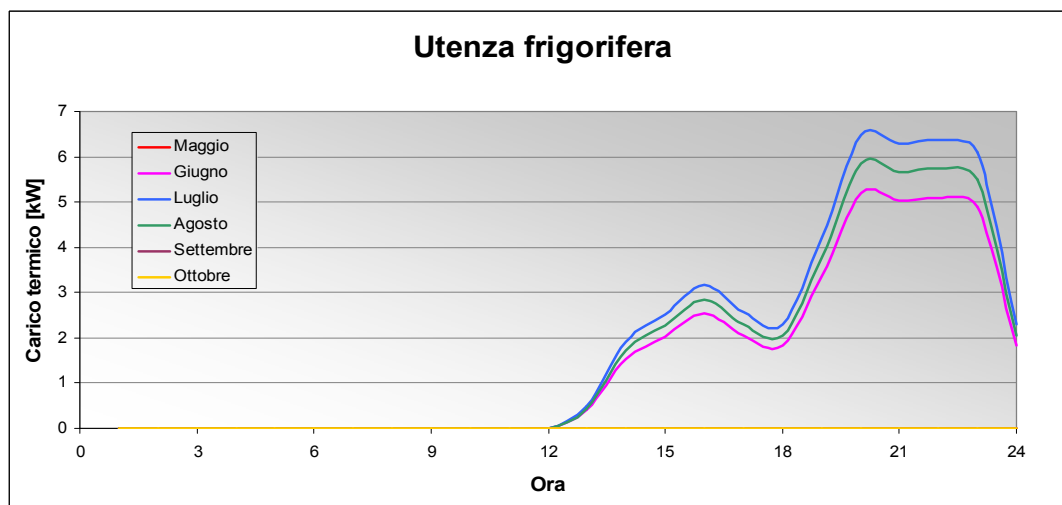


Fig. 7.1.3 Andamento dei carichi frigoriferi relativi all'utenza monofamiliare

Gli andamenti dei diversi carichi sono stati ricavati in modo analogo rispetto a quanto descritto nel par. 6.1; si evidenzia come i carichi **termici** presentino un andamento meno omogeneo rispetto all'utenza plurifamiliare, in quanto non godono dello sfasamento statistico che caratterizza tale contesto. Questo rende necessaria l'adozione di un sistema di accumulo proporzionalmente più grande, rispetto al fabbisogno annuo di energia termica. La richiesta termica per il riscaldamento dell'ACS è inclusa nelle curve di carico riportate e si può notare come, nei mesi estivi, essa costituisca l'unica utenza presente, con valori compresi tra 3 e 4 kWh/giorno (80~120 litri/gg).

I carichi **frigoriferi** si differenziano invece dall'utenza condominiale per l'assenza di richieste nelle prima parte della giornata. Nel caso monofamiliare infatti il condizionamento estivo è realizzato tramite split murali aria/aria, per i quali si presuppone un'accensione discontinua e limitata alle ore più calde della giornata, a differenza di quanto avviene nel caso di impianti centralizzati per la produzione del freddo abbinati a sistemi di distribuzione sotto pavimento o mediante fan coil.

L'andamento dei carichi **elettrici** deriva dal progetto MICENE [7], utilizzato come riferimento anche per l'applicazione plurifamiliare. Nella simulazione dell'impianto ottimizzato mediante HECU, si è ipotizzato che il 30% dei carichi elettrici possa essere sfasato mediante una comunicazione attiva tra HECU ed elettrodomestici.

### Classificazione energetica dell'edificio

Considerato il fabbisogno termico (riscaldamento ed ACS) pari a 110 kWh/m<sup>2</sup>anno ed un rendimento stagionale annuo dell'impianto di riscaldamento pari all' 85%, la classe energetica di appartenenza del sistema edificio – impianto tradizionale risulta essere la E per l'indicatore PE<sub>H</sub>. L'abitazione si posiziona invece in classe G se si considera l'indice PE<sub>G</sub>, ovvero il fabbisogno specifico globale di energia, calcolato assumendo un rendimento medio del parco elettrico italiano pari a 0.385 ed un EER frigorifero medio pari a 3.

Classe energetica	PE <sub>H</sub>	PE <sub>G</sub>
A+ < 14 kWh/m <sup>2</sup> a		
A < 29 kWh/m <sup>2</sup> a		
B < 58 kWh/m <sup>2</sup> a		
C < 87 kWh/m <sup>2</sup> a		
D < 116 kWh/m <sup>2</sup> a		
E < 145 kWh/m <sup>2</sup> a	<b>E</b> 130 kWh/m <sup>2</sup> aano	
F < 175 kWh/m <sup>2</sup> a		
G ≥ 175 kWh/m <sup>2</sup> a		<b>G</b> 210 kWh/m <sup>2</sup> anno

Fig. 7.1.4 Classificazione energetica dell'edificio con impianto tradizionale

## 7.2 Impianto cogenerativo

### Cogeneratore

Per la simulazione è stato utilizzato un cogeneratore avente una taglia ottimizzata rispetto ai carichi termici dell'utenza; i parametri di funzionamento dello stesso sono stati derivati dal modello Senertec 5kW<sub>el</sub> e sono riportati nella tabella seguente:

Costi e caratteristiche	Potenza elettrica [kW]	$\eta$ elettrico [%,PCI]	Potenza termica [kW]	$\eta$ I principio [%,PCI]	Costo specifico [€/kW <sub>el</sub> ]	Costo manut. [c€/kWh]
Senertec Dachs	2.9	26%	7.0	89%	<b>3000</b>	1.6

Tab.7.2.1 Caratteristiche del cogeneratore utilizzato per la simulazione monofamiliare

La potenza termica massima recuperabile dal cogeneratore risulta inferiore rispetto alla richiesta termica di picco, fattore che rende necessaria l'adozione di una caldaia integrativa in assenza di accumulo termico.

### Caldaia integrativa Riello 30kW

E' stata assunta una caldaia murale a condensazione Riello, di potenza nominale pari a 30kW, rendimento medio stagionale pari al 90% e costo pari a 1450€.

### Split frigoriferi Riello 9000BTU

Per soddisfare il carico frigorifero, è stata ipotizzata una batteria di 3 split aria/aria ad installazione murale, di potenza nominale pari a 9000BTU (2.6 kW<sub>fr</sub>) e EER medio stagionale pari a 3. Il costo di ogni split è pari a 1'000 €.

### Accumulo Thermital Puffer PFC 750

Si tratta di un accumulo inerziale avente una capacità di 750 litri, dotato di scambiatore a spirale per la connessione dei collettori solari e uno scambiatore corrugato per la produzione di ACS. Il costo è pari a 1050€.

### Collettori solari Riello CSL 25R

Si tratta di collettori solari piani aventi una superficie utile di 2,15m<sup>2</sup> per modulo. Si è ipotizzato un impianto di 6.5m<sup>2</sup> (n°3 moduli) rivolto a sud, con inclinazione pari a 50° per favorire la produzione di energia termica nei mesi invernali. Il costo complessivo dei collettori è uguale a 1600€ mentre il costo dell'impianto è incluso nella voce relativa al Balance of Plant.

La simulazione è stata condotta assumendo gli stessi parametri economici e lo stesso scenario relativo al caso plurifamiliare (par. 6.3).

## 7.3 Risultati della simulazione

Come anticipato, la simulazione è finalizzata alla valutazione dei benefici conseguibili mediante l'impianto cogenerativo dotato di HECU ed accumulo termico (denominato in seguito impianto 1), rispetto all'impianto cogenerativo senza accumulo (impianto 2) ed al caso di produzione separata (impianto 3).

### 7.3.1 Modalità di funzionamento

Si riportano di seguito i bilanci energetici relativi al funzionamento degli impianti 1 e 2, in una giornata **invernale**.

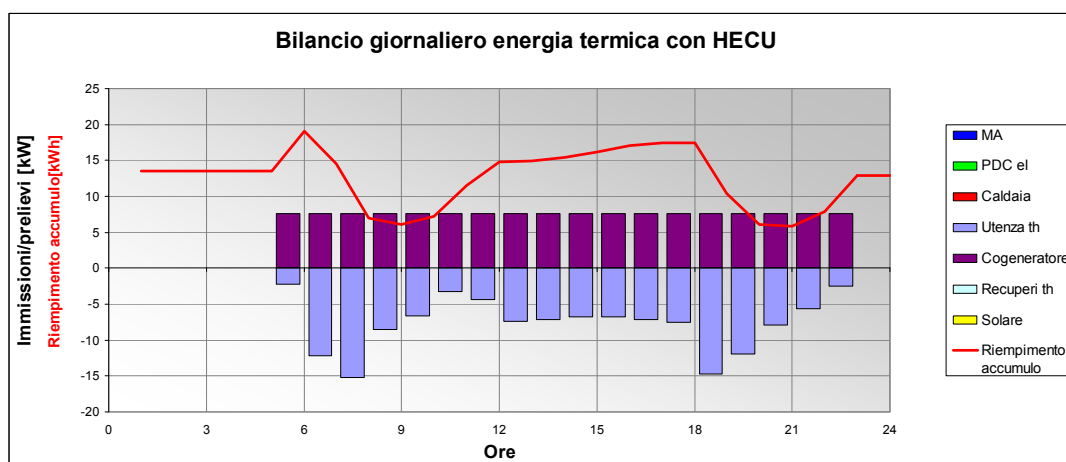


Fig. 7.3.1 Funzionamento dell'impianto 1, in una giornata invernale nuvolosa (3gen)

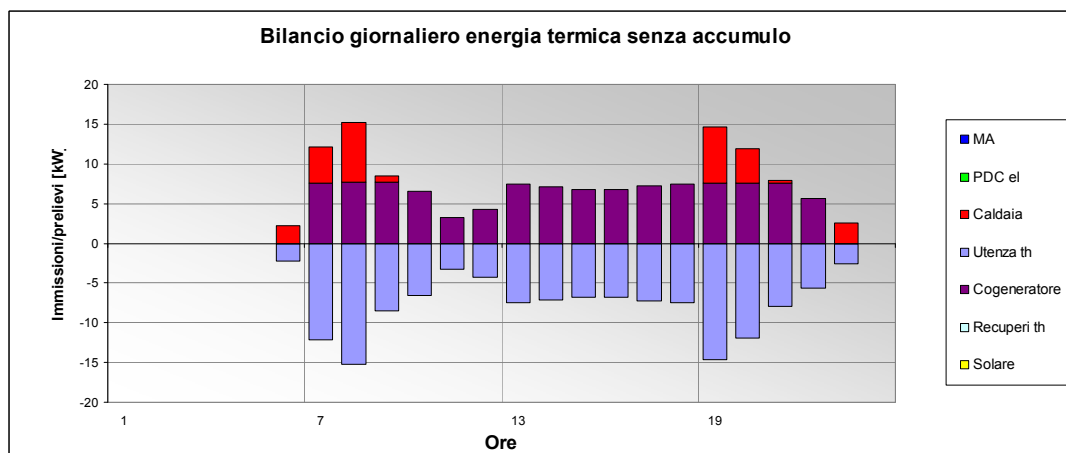


Fig. 7.3.2 Funzionamento dell'impianto 2, in una giornata invernale nuvolosa (3gen)

Le considerazioni circa il funzionamento dei due impianti sono analoghe a quanto esposto nel caso dell'utenza plurifamiliare (par. 6.4.1). L'unica sostanziale differenza è costituita dall'assenza della MA e degli apporti termici che ne derivano. Il costo esercizio relativo alla giornata riportata è pari a 6.00€ per l'impianto 2 e 4.70€ per l'impianto 1.

Anche le considerazioni circa il confronto tra il funzionamento degli impianti 1 e 2 nelle **mezze stagioni** e nel periodo **estivo** sono analoghe al caso plurifamiliare, al quale si rimanda.

### 7.3.2 Bilanci energetici

Si riporta di seguito il bilancio energetico relativo alla produzione di energia termica per gli impianti 1 e 2, ripartita in funzione dei contributi relativi ai singoli componenti impiantistici.

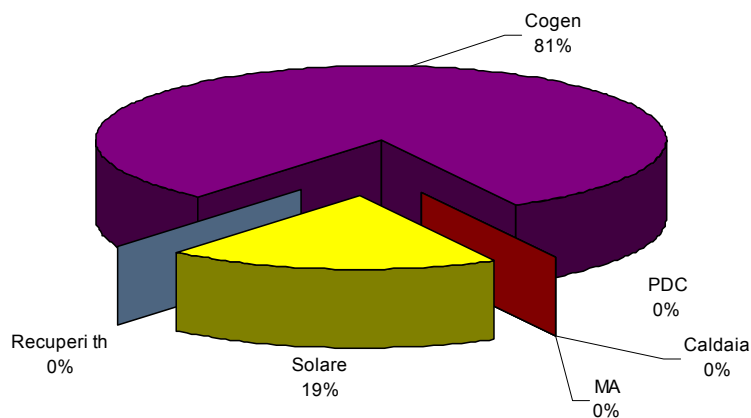


Fig. 7.3.3 Ripartizione annuale del calore generato dall'impianto 1

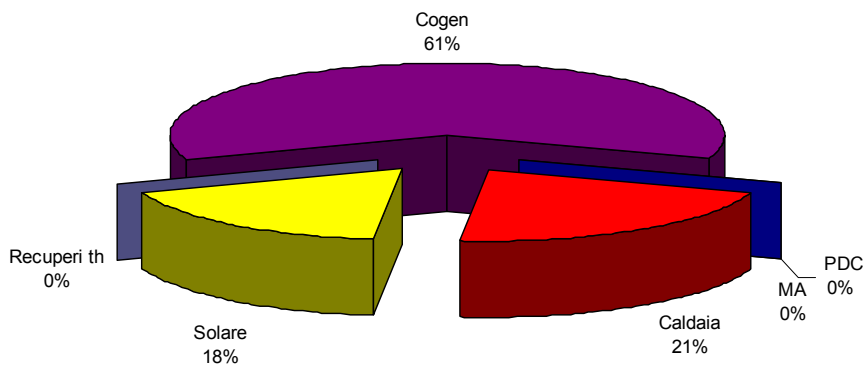


Fig. 7.3.4 Ripartizione annuale del calore generato dall'impianto 2

Si osserva come l'impianto 1 non richieda mai l'intervento della caldaia integrativa, a seguito dell'elevata potenza termica recuperabile dal cogeneratore e dello sfruttamento del sistema di accumulo a copertura dei picchi di richiesta termica. In questo caso la caldaia presenta unicamente una funzione di backup, a copertura dei carichi termici in caso di guasto del cogeneratore.

L'impianto 2 è invece caratterizzato da un consistente apporto termico della caldaia integrativa, a copertura dei carichi di picco e dei carichi inferiori al minimo tecnico del cogeneratore.

Analisi cogeneratore								
	$\eta$ medio cogen	Ore reali cogen	Ore eq. cogen	Carico medio	$\eta$ I principio	LT	IRE scenario Italiano	IRE scenario avanzato
<b>Impianto 1</b>	26,1%	1'774	1'766	100%	89,8%	0,71	<b>32%</b>	<b>20%</b>
<b>Impianto 2</b>	25,0%	2'059	1'353	69%	88,8%	0,72	<b>30%</b>	<b>18%</b>

Analisi Globale Impianto				
	Energia Primaria [kWh]	Risparmio Energetico	En. Prim. Avanzato [kWh]	Risparmio Energetico (avanzato)
<b>Impianto 1</b>	16'987	<b>45%</b>	18'219	<b>33%</b>
<b>Impianto 2</b>	20'748	<b>32%</b>	20'897	<b>23%</b>
<b>Impianto 3</b>	30'649		27'156	

Tab.7.3.1 Analisi a consuntivo del funzionamento del cogeneratore

Tab.7.3.2 Analisi a consuntivo del funzionamento dell'impianto

Dall'analisi relativa al funzionamento del **cogeneratore**, si osserva come l'impianto 1 sia in grado di ottenere un carico medio del cogeneratore pari al 100%, grazie alla presenza dell'accumulo termico ed all'assenza della modulazione estiva per l'alimentazione della MA, che caratterizza l'applicazione plurifamiliare. Il rendimento elettrico medio annuo risulta quindi superiore di un punto percentuale rispetto all'impianto 2, con conseguente aumento dell'indice IRE.

L'impianto 1 presenta inoltre un aumento delle ore equivalenti di funzionamento del cogeneratore, cui consegue una maggiore immissione di EE in rete.

L'analisi **globale** dell'impianto mostra invece una riduzione del 45% del fabbisogno energetico primario dell'edificio abbinato all'impianto 1, grazie all'elevato rendimento medio di primo principio del cogeneratore, al saldo positivo di immissione elettrica in rete ed all'apporto dei collettori solari termici. La riduzione del fabbisogno energetico relativo all'impianto 2 è invece pari al 32%, a seguito del minor numero di ore equivalenti di funzionamento del cogeneratore.

In entrambe le analisi si è riportato anche il valore del risparmio energetico conseguito rispetto ad uno scenario avanzato, caratterizzato da una generazione di EE in impianti a Ciclo Combinato di grande taglia, alimentati a gas naturale e caratterizzati da un rendimento elettrico del 55%. In questo modo viene valutato il risparmio conseguibile a parità di combustibile impiegato, utilizzando la miglior tecnologia disponibile (BAT) ed escludendo gli effetti legati ai combustibili meno pregiati utilizzati nel parco elettrico italiano.

### 7.3.3 Analisi emissioni

Si riportano di seguito i valori di emissioni relativi al funzionamento annuale dei tre impianti.

Confronto Emissioni annue										
	CO <sub>2</sub> [kg]		CO [g]		Nox [g]		SO <sub>x</sub> [g]		PM [g]	
LOCALI										
Impianto 1	4156	8%	1760	7%	10914	384%	29	78%	210	
Impianto 2	4361	14%	2187	33%	10220	354%	28	70%	168	
Impianto 3	3833		1645		2253		16		23	
GLOBALI										
Impianto 1	3151	-47%	1614	-17%	10040	145%	-1427	-146%	151	4%
Impianto 2	4240	-29%	2170	11%	10114	147%	-148	-105%	161	10%
Impianto 3	5952		1952		4095		3087		146	

Tab.7.3.3 Emissioni annue locali e globali, relative ai 3 impianti

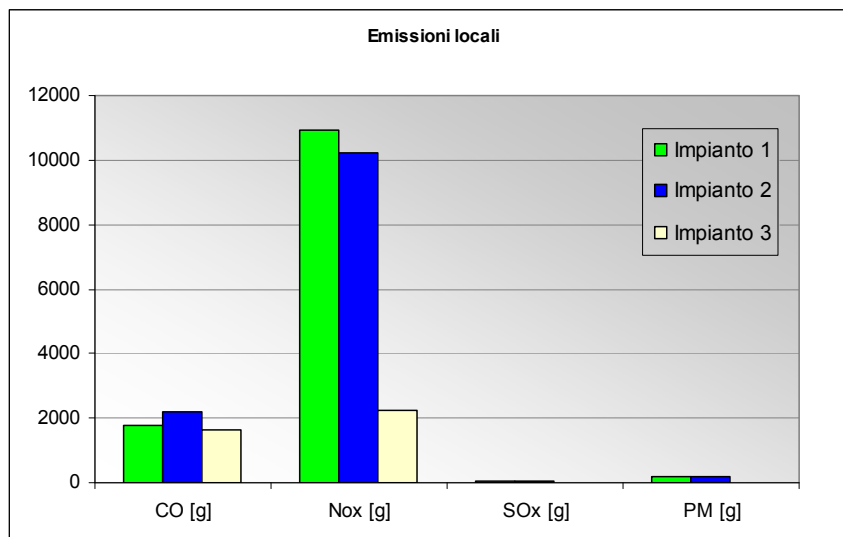


Fig. 7.3.5 Confronto tra le emissioni locali relative ai 3 impianti

A livello **locale** si osserva come gli impianti cogenerativi 1 e 2 emettano quantità di NO<sub>x</sub> circa triple rispetto alle tradizionali caldaie domestiche (impianto 3). I valori particolarmente elevati sono anche legati al funzionamento del cogeneratore a miscela magra con conseguente presenza di un catalizzatore solo ossidativo. I livelli di CO risultano analoghi al caso base, mentre SO<sub>x</sub> e particolato risultano praticamente nulli in tutti i casi.



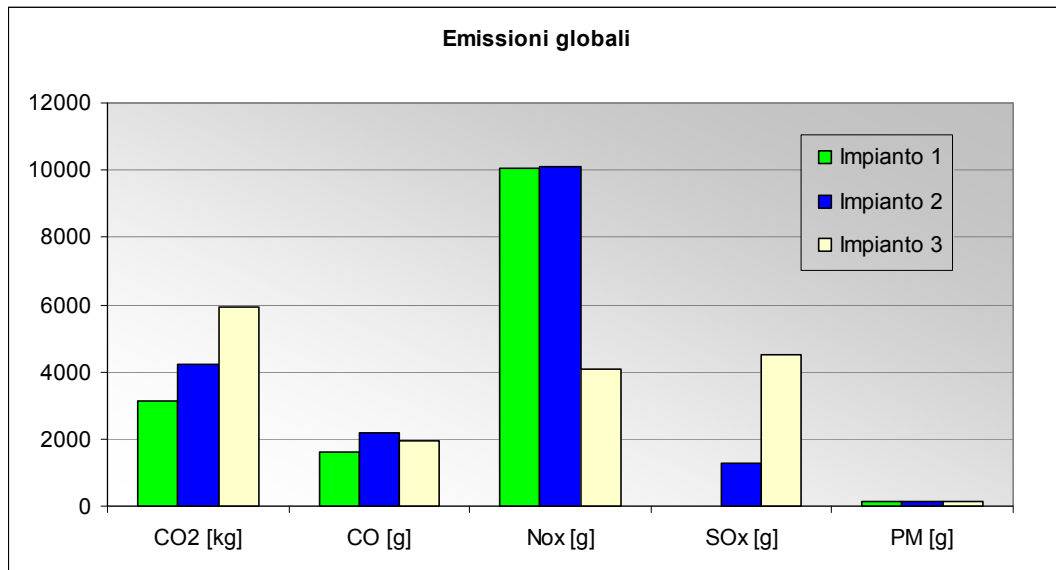


Fig. 7.3.6 Confronto tra le emissioni globali relative ai 3 impianti

A livello **globale** è possibile confrontare i singoli livelli di emissione degli impianti 1 e 2 con i valori relativi alla generazione separata:

- **CO<sub>2</sub>**: risulta ridotta in entrambi i casi sia per il risparmio di energia primaria conseguito, che per la minor percentuale di carbonio contenuta nel gas naturale rispetto alla media dei combustibili utilizzati nel parco elettrico italiano. L'impianto 1, grazie al funzionamento più efficiente del cogeneratore, è in grado di ridurre ulteriormente le emissioni di 18 punti percentuali rispetto all'impianto 2.
- **CO**: i tre impianti presentano emissioni analoghe, grazie alla presenza del catalizzatore ossidativo per il trattamento dei gas di scarico del cogeneratore.
- **NO<sub>x</sub>**: risultano in entrambi i casi superiori del 150% rispetto alla generazione separata, a seguito delle già citate caratteristiche del cogeneratore simulato.
- **PM**: risulta sostanzialmente costante, per tutti gli impianti considerati.

### 7.3.4 Analisi economica

Si passa infine all'analisi economica relativa ai tre impianti, riportando i risparmi annuali conseguiti dagli impianti 1 e 2, rispetto all'impianto 3 e l'analisi economica degli investimenti relativi agli impianti 1 e 2.

Confronto economico					
	EE cogen [kWh]	Costo TOTALE utenza elettrica [€]	Costo TOTALE calore [€]	Costo TOTALE freddo[€]	COSTO COMPLESSIVO UTENZE [€]
Impianto 1	5474	€ 368 -30%	€ 455 -66%	€ 167 0%	€ 990 -51%
Impianto 2	4193	€ 471 -11%	€ 735 -45%	€ 167 0%	€ 1'372 -33%
Impianto 3	0	€ 529	€ 1'337	€ 167	€ 2'033

Tab.7.3.4 Costi di esercizio relativi ai 3 impianti

Dal confronto economico dei costi di esercizio relativi ai tre casi, si può verificare il risparmio annuo conseguito dagli impianti 1 e 2, rispetto all'impianto 3, ripartito nelle voci di costo relative alle diverse utenze:

- **Utenza elettrica:** si osserva una riduzione di costo pari all' 11% per l'impianto 2, legata alla quota di consumi sovrapposti alla generazione di EE; in questo caso l'utenza elettrica si traduce in una mancata vendita dell'EE cogenerata ed ha un costo pari al prezzo di vendita dell'EE stessa. Per l'impianto 1 si ha un'ulteriore riduzione di costo pari al 19%, ottenuta grazie alla capacità di sfasamento dei carichi elettrici ipotizzata.
- **Utenza termica:** è la voce che presenta i risparmi più significativi; la marcata riduzione di costo è ottenuta mediante l'utilizzo di un cogeneratore di taglia sufficiente a concentrare il funzionamento dello stesso nelle ore caratterizzate da un maggior prezzo di vendita dell'EE.
- **Utenza frigorifera:** presenta il medesimo costo per i tre impianti, essendo soddisfatta mediante split elettrici in stagioni nelle quali il cogeneratore resta spento.

Si riportano di seguito i risultati relativi all'analisi economica dell'investimento:

Analisi economica investimento			
	Impianto 1	Impianto 2	Impianto 3
HECU	€ 500	€ -	€ -
COGENERATORE	€ 9'000	€ 9'000	€ -
ACCUMULO	€ 1'050	€ 700	€ -
CALDAIA	€ 1'450	€ 1'450	€ 1'450
PDC frigorifera	€ 3'000	€ 3'000	€ 3'000
MA	€ -	€ -	€ -
Collettori solari	€ 1'500	€ 1'500	€ -
Impianto	€ 3'200	€ 2'600	€ 700
<b>Costo TOTALE</b>	<b>€ 19'700</b>	<b>€ 18'250</b>	<b>€ 5'150</b>
<b>Investimento differenziale impianto</b>	<b>€ 14'600</b>	<b>€ 13'100</b>	
<b>Bolletta energetica utenza</b>	<b>€ 990</b>	<b>€ 1'370</b>	<b>€ 2'030</b>
<b>Risparmio bolletta Energetica</b>	<b>€ 1'040</b>	<b>€ 660</b>	
TEE			
Risparmio energia primaria (IRE*Qth) [TEP]	0,428	0,329	
<b>Contributo annuale TEE</b>	<b>€ 35</b>	<b>€ 27</b>	

Tab.7.3.5 Analisi economica dell'investimento relativa agli impianti 1 e 2

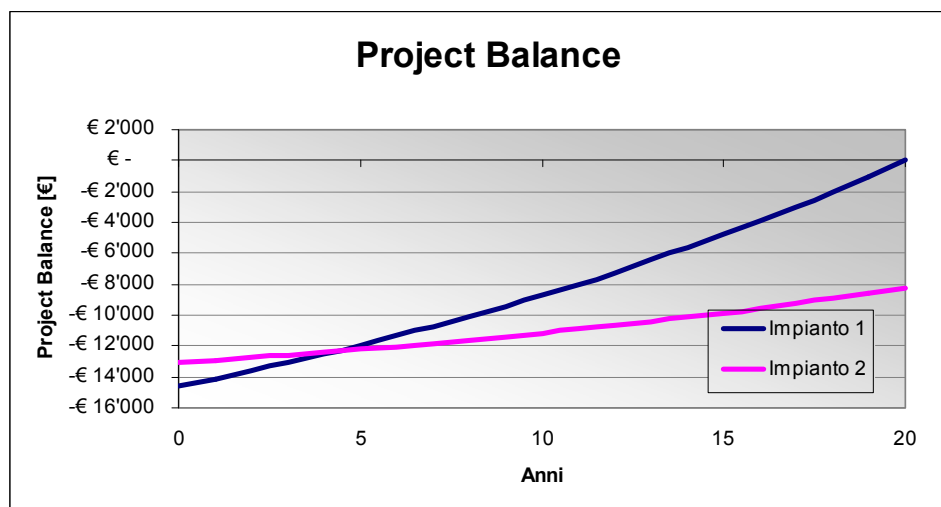


Fig. 7.3.7 Project Balance relativo agli impianti 1 e 2

L'analisi economica dell'investimento è realizzata secondo le stesse modalità descritte per l'impianto plurifamiliare (par. 6.4.4).

Si osserva come in entrambi i casi, le performance economiche dell'investimento siano molto scadenti; i motivi principali sono riassunti nei punti seguenti:

- **Elevato costo specifico** dei cogeneratori di piccola taglia, circa doppio rispetto alle taglie caratteristiche dell'utenza plurifamiliare;
- **Ridotto numero di ore equivalenti** annue di funzionamento (tab. 7.3.1) a seguito dell'impossibilità di adottare impianti centralizzati per la produzione del freddo mediante MA;
- **Contributi economici relativi ai TEE trascurabili** ed assenza di altre forme di incentivo economico a sostegno della microcogenerazione.

In particolare, assumendo un tasso di attualizzazione pari al 4.0% (parametro ottimistico) l'impianto 2 non è in grado di ammortizzare l'investimento sui 20 anni di vita utile dell'impianto (parametro anch'esso ottimistico). L'ottimizzazione mediante HECU permette, a fronte di un leggero incremento del costo di investimento (+8%), di incrementare il margine annuo di risparmio energetico (+13%) ed economico (+19%), azzerando il bilancio dell'investimento su 20 anni.

Si evidenzia come l'incremento del risparmio economico esistente tra l'impianto 1 e l'impianto 2 risulti proporzionalmente maggiore rispetto al caso plurifamiliare. Nel caso monofamiliare infatti, l'andamento dei carichi termici risulta più discontinuo e l'impianto sprovvisto di HECU risente di maggiori penalizzazioni.

Si riportano i risultati di una seconda simulazione, condotta assumendo una tariffa di vendita dell'EE per fasce orarie, con un RMF pari a 0.9, analogamente a quanto previsto per lo scambio sul posto relativo ad impianti fotovoltaici.

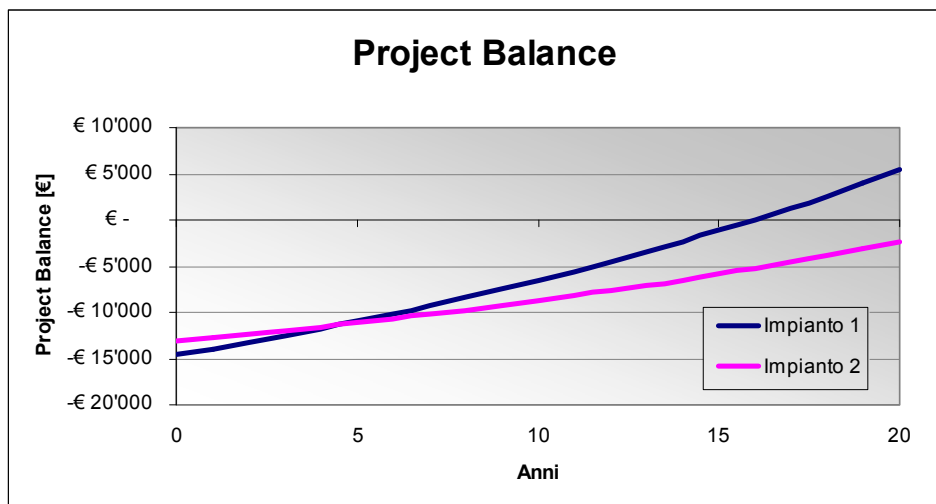


Fig. 7.3.8 Project Balance relativo agli impianti 1 e 2, con RMF=0.9

In questo caso il risparmio conseguito dai due impianti, rispetto al caso di produzione separata, aumenta. Esso risulta comunque insufficiente a giustificare l'investimento relativo all'impianto cogenerativo, in assenza di altre forme di contributo.

I vantaggi economici conseguibili mediante la logica sviluppata risultano comunque evidenti, consentendo di ridurre il PBP dell'investimento da 23 a 16 anni.

### 7.3.5 Efficienza energetica dell'edificio

Il fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento viene calcolato dal bilancio energetico relativo alla sola produzione di energia termica. Viene considerata l'energia primaria contenuta nel gas consumato dal cogeneratore e dalla caldaia integrativa (escludendo in entrambi i casi il funzionamento relativo all'alimentazione della MA durante la climatizzazione estiva). Ad essi viene sottratto il risparmio di energia primaria conseguito a livello nazionale, grazie all'EE cogenerata ed immessa in rete.

Si determina così il fabbisogno di energia primaria  $PE_H$  per il riscaldamento, pari a 45.4 kWh/m<sup>2</sup>anno per l'impianto 1 e 69.9 kWh/m<sup>2</sup>anno per l'impianto 2. Tali valori consentono al fabbricato di collocarsi rispettivamente dalla classe E (impianto 3) alla classe B ed alla classe C.

Il fabbisogno globale di energia viene calcolato aggiungendo al bilancio relativo al parametro  $PE_H$  i flussi energetici relativi alle utenze elettriche e frigorifere dell'abitazione. Si determina così un fabbisogno di energia primaria  $PE_G$  rispettivamente pari a 95 e 121 kWh/m<sup>2</sup>anno per i due impianti, consentendo di passare dalla classe energetica G relativa (impianto 3) alla classe D ed alla classe E.

Classe energetica	PE <sub>H</sub> [kWh/m <sup>2</sup> anno]	PE <sub>G</sub> [kWh/m <sup>2</sup> anno]
A+ < 14 kWh/m <sup>2</sup> a		
A < 29 kWh/m <sup>2</sup> a		
B < 58 kWh/m <sup>2</sup> a	Imp.1 <b>B 45.4</b>	
C < 87 kWh/m <sup>2</sup> a	Imp.2 <b>C 69.9</b>	
D < 116 kWh/m <sup>2</sup> a		Imp.1 <b>C 95</b>
E < 145 kWh/m <sup>2</sup> a		Imp.2 <b>D 121</b>
F < 175 kWh/m <sup>2</sup> a		
G ≥ 175 kWh/m <sup>2</sup> a		

Fig. 7.3.9 Classificazione energetica dell'edificio con impianto 1 e 2

## 7.4 Considerazioni

Le simulazioni condotte mostrano come la gestione dell'impianto microcogenerativo mediante la logica sviluppata permetta di incrementare il risparmio di energia primaria conseguito, rispetto all'impianto cogenerativo non ottimizzato mediante logiche previsionali (impianto 2).

Risultano incrementati anche i margini di risparmio economici conseguiti a livello annuale (+28%). In assenza di contributi la riduzione di costo non è tuttavia tale da giustificare l'investimento relativo all'impianto microcogenerativo. Anche in presenza di una tariffa di vendita alla rete più favorevole e simile a quanto previsto per lo scambio sul posto relativo agli impianti fotovoltaici, l'investimento resta caratterizzato da tempi di ritorno lunghi (16 anni).

Dal punto di vista globale, la logica sviluppata permette di ridurre l'impatto ambientale relativo alle utenze domestiche, grazie al funzionamento mediamente più efficiente del cogeneratore ed al ridotto intervento della caldaia. Le evitate emissioni risultano tuttavia significativamente inferiori rispetto al caso plurifamiliare abbinato alla MTG, a seguito delle caratteristiche intrinseche dei MCI; in particolare risulta problematico l'aspetto relativo alle emissioni di NO<sub>x</sub>.

Alla luce dei benefici energetici conseguibili, risulta evidente la necessità di un intervento legislativo mirato all'incentivazione degli impianti microcogenerativi caratterizzati da basse emissioni inquinanti, in grado di promuovere anche l'interesse, da parte dei produttori, allo sviluppo di cogeneratori caratterizzati da basse emissioni e costi specifici inferiori.

Un ulteriore beneficio, comunque subordinato all'aspetto precedente, può derivare dall'integrazione della Utility nel modello di business dell'impianto cogenerativo ottimizzato mediante HECU. In questo modo è possibile coordinare il funzionamento dei gruppi di cogenerazione distribuita, massimizzando i benefici ottenibili in termini di gestione del sistema elettrico e ridistribuendo parte dei vantaggi economici che ne derivano all'utente finale (par.1.2).



---

# Conclusioni

---

In accordo con gli obiettivi prefissati, il lavoro di tesi si è sviluppato nelle tematiche principali di inquadramento del contesto e delle tecnologie per la microcogenerazione, nella elaborazione della logica di gestione ottimizzata del sistema e nella simulazione di alcuni casi di interesse pratico.

Nella prima parte sono state studiate le caratteristiche dell'attuale rete elettrica ed i vantaggi derivanti da uno scenario di tipo *Smart Grid*. È stato delineato il quadro normativo che caratterizza la microcogenerazione e sono state analizzate con spirito critico le diverse tecnologie per la cogenerazione e la trigenerazione di piccola taglia.

Sono emersi *scenari di sviluppo* più probabili di altri, che prevedono la possibile affermazione delle MTG per applicazioni plurifamiliari, a seguito delle buone caratteristiche ambientali che le contraddistinguono (-60% NO<sub>x</sub> emessi rispetto ai MCI). Per applicazioni monofamiliari le maggiori possibilità di sviluppo (a breve termine) riguardano i motori Stirling ed i MCI dotati di efficaci sistemi di abbattimento delle emissioni.

A seguire è stato definito lo *scenario di riferimento* per l'applicazione monofamiliare e plurifamiliare, individuando gli andamenti qualitativi e quantitativi dei carichi elettrici, termici e frigoriferi. I parametri individuati sono stati utilizzati per la determinazione iterativa della logica di ottimizzazione e per le successive simulazioni di funzionamento.

Mediante approssimazioni successive, comparazioni con lavori analoghi sviluppati dal Politecnico e confronti con il gruppo di lavoro AR9 relativo al progetto PIACE, è stata sviluppata e simulata una *logica di gestione ottimizzata* per impianti cogenerativi integrati con fonti rinnovabili ed interfacciati ad un sistema di accumulo termico.

L'utilizzo dell'ambiente *Excel - Visual Basic* per lo sviluppo della logica e l'implementazione del modello di simulazione si è rivelato proficuo ed ha permesso di ridurre notevolmente i tempi di lavoro, grazie alla potenzialità dell'interfaccia diretta. Per contro il modello di simulazione presenta tempi di calcolo mediamente lunghi (circa 10 minuti).

Microgen, il modello di simulazione sviluppato, ha permesso di evidenziare i vantaggi economici, energetici ed ambientali derivanti dall'ottimizzazione *previsionale* del sistema, gestito mediante l'unità di controllo HECU. Microgen si compone inoltre di una sezione dedicata alla simulazione degli apporti istantanei derivanti da FER, quali solare termico e fotovoltaico, basata sui dati sperimentali di irraggiamento reperibili mediante i database ARPA.

L'orientamento verso soluzioni *flessibili* ed al contempo *robuste*, ha reso possibile la realizzazione di un modello di simulazione in grado di gestire configurazioni impiantistiche differenti: unità cogenerative a combustione interna, motori Stirling, microturbine a gas e Fuel Cell, macchine ad assorbimento reversibili, presenza di macchine ad assorbimento e macchine a compressione di vapore con recupero termico e possibilità di funzionamento in ciclo inverso, accumuli termici di taglia e tipologia variabile, collettori solari piani ed a tubi evacuati, sistemi fotovoltaici e microturbine eoliche.

I risultati delle simulazioni condotte hanno mostrato interessanti possibilità di sviluppo per applicazioni *plurifamiliari*, confermando la fattibilità economica dell'investimento anche nel contesto tariffario attuale. La logica di gestione sviluppata permette di migliorare notevolmente i margini di risparmio energetico ed economico rispetto all'impianto cogenerativo semplice, a fronte di un modesto incremento del costo di investimento iniziale. E' possibile ridurre il fabbisogno di energia primaria fino al 10% ed accorciare i tempi di ritorno dell'investimento da 7~10 anni (a seconda dei componenti impiantistici presenti) a 4~8 anni, con incrementi del NPV ventennale compresi tra il 25% ed il 43%. Si è evidenziato che mediante l'utilizzo di alcune tecnologie<sup>(1)</sup> è possibile ridurre fino al 28% le emissioni di gas serra rispetto allo scenario di generazione separata ed annullare<sup>(2)</sup> l'impatto derivante dalle emissioni di NO<sub>x</sub>, CO ed SO<sub>x</sub>.

Soluzioni impiantistiche che prevedano l'abbinamento di una MA reversibile di piccola taglia<sup>(3)</sup> con una PDC elettrica di taglia maggiore, risultano premiate sia dal punto di vista economico (riduzione del costo di investimento mediamente pari al 10%) che in termini di risparmio energetico (consumo totale di energia primaria ridotto dell' 8%) rispetto allo stesso impianto associato unicamente ad una MA di taglia maggiore.

E' stata inoltre evidenziata la necessità di incentivare gli impianti cogenerativi caratterizzati da basse emissioni che, allo stato attuale, risultano meno convenienti rispetto ad altre tecnologie meno eco-compatibili<sup>(4)</sup>.

Le simulazioni condotte nel contesto *monofamiliare* confermano i vantaggi energetici, economici ed ambientali conseguibili mediante la gestione ottimizzata dell'impianto, per mezzo di HECU ed accumulo termico; in tal senso viene inoltre massimizzato il beneficio apportato dalle FER.

Emergono tuttavia aspetti contrastanti circa l'opportunità di utilizzare, in tale contesto, impianti microcogenerativi. Dal punto di vista delle emissioni inquinanti la tecnologia dei MCI comporta elevate emissioni di NO<sub>x</sub> sia a livello locale, che in riferimento ad un bilancio globale; altre tecnologie non sono ad oggi commercialmente e/o tecnicamente mature.

---

<sup>1</sup> MTG ed in prospettiva Fuel Cells.

<sup>2</sup> considerando le evitate emissioni derivanti dall'EE immessa in rete, par. 1.4.3.

<sup>3</sup> meglio se dimensionate sulla massima potenza termica recuperabile dal cogeneratore.

<sup>4</sup> quali i MCI, anche se dotati di convertitore catalitico, par. 2.6.1 e 6.6.



Dal punto di vista energetico è possibile ridurre fino al 35% l'energia primaria richiesta dall'abitazione<sup>(5)</sup>. L'investimento necessario alla realizzazione dell'impianto cogenerativo è proporzionalmente maggiore rispetto al caso dell'utenza plurifamiliare e generalmente non trova giustificazione nei modesti risparmi conseguibili, anche a causa dell'attuale carenza di significativi incentivi economici a sostegno della microcogenerazione.

Lo scenario di sviluppo del settore monofamiliare non è ad oggi focalizzabile su scelte univocamente definite e vede la competizione di diverse tecnologie più o meno mature<sup>(6)</sup> con il duplice obiettivo di ridurre le emissioni inquinanti e contenere i costi del cogeneratore. Sono altresì da considerare i vantaggi conseguibili mediante soluzioni alternative alla cogenerazione<sup>(7)</sup>.

La logica sviluppata permette inoltre l'utilizzo dell'unità HECU in configurazione *stand alone* per la gestione di impianti non cogenerativi. In questo caso l'ottimizzazione è attuata mediante la previsione degli apporti derivanti da FER e la gestione attiva dei carichi elettrici dell'utenza.

Il lavoro svolto è stato presentato in occasione dell'ultimo incontro del gruppo di lavoro AR9 relativo al progetto PIACE. In tale contesto è stata commentata positivamente l'originalità e l'applicabilità della logica di ottimizzazione implementata, con particolare attenzione alla separazione concettuale tra la gestione dei carichi elettrici e termici, fattore che permette una semplice integrazione previsionale degli apporti elettrici derivanti da FER ed una possibilità di funzionamento dell'HECU anche in assenza dell'impianto cogenerativo.

---

<sup>5</sup> impianto ottimizzato secondo la logica sviluppata.

<sup>6</sup> breve termine: MCI a basse emissioni, motori Stirling – lungo termine: TPV, Fuel Cells.

<sup>7</sup> quali, ad esempio, pompe di calore geotermiche abbinata ad impianti a bassa temperatura.



Il modello Excel realizzato consente di stimare l'andamento orario della potenza erogata dai collettori solari nelle giornate medie dei diversi mesi dell'anno, a partire dai dati caratteristici dei collettori solari e dall'irraggiamento medio mensile riportato nella normativa UNI 10349, per tutti i capoluoghi italiani.

I dati ricavati risultano utili nella fase di esercizio dell'impianto, in funzione della previsione di presenza/assenza di irraggiamento nel giorno successivo.

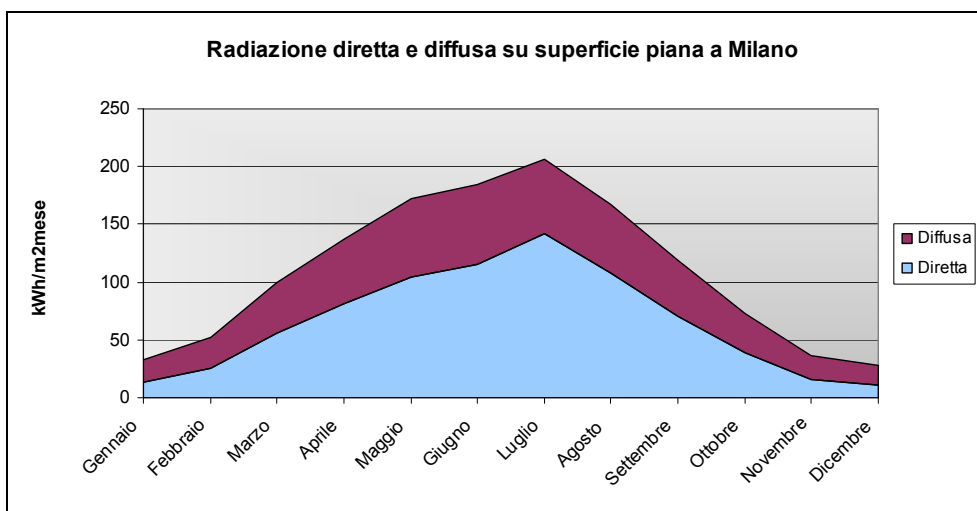


Fig.A.1 Radiazione diretta e diffusa media giornaliera a Milano sul piano orizzontale (normativa UNI 10349)

Il modello di calcolo si basa sullo studio di 12 giornate (una per ogni mese dell'anno). Il primo step consiste nel calcolo della declinazione del sole (angolo formato tra l'altezza del sole a mezzogiorno, nel giorno in oggetto, e la relativa altezza all'equinozio).

Ogni giornata tipo viene quindi suddivisa nelle 24 ore ed in base all'angolo orario corrispondente a ciascuna ora, alla declinazione del sole ed ai parametri geometrici dei collettori solari (inclinazione ed azimut), viene calcolato l'angolo di incidenza formato tra la direzione del sole e la normale alla superficie del collettore.

Il coseno dell'angolo di incidenza rappresenta il coefficiente moltiplicativo che consente di rapportare la potenza radiativa diretta che incide sull'unità di superficie di un piano perpendicolare alla direzione del sole, alla potenza radiativa diretta che incide sull'unità di superficie del piano inclinato secondo la giacitura del collettore. Integrando l'andamento del coseno dell'angolo di incidenza dall'alba al tramonto, per una superficie piana e per la superficie inclinata, è altresì possibile ottenere il rapporto tra l'**energia radiativa diretta** giornaliera incidente sulle due superfici citate. Moltiplicando il valore dell'energia radiativa diretta media mensile incidente sul piano orizzontale (riportata nella normativa UNI 10349 come media dei rilevamenti storici per ciascuna località) per il valore ottenuto, si ottiene il valore dell'energia radiativa diretta mensile incidente sul piano inclinato secondo la giacitura del collettore.

Per quanto riguarda la **radiazione diffusa**, il rapporto tra il piano orizzontale ed il piano inclinato è dato dal rapporto tra i fattori di vista superficie – volta celeste relativi alle due situazioni. Analogamente al caso precedente, il rapporto ottenuto permette di stimare l'energia radiativa diffusa media mensile che incide sul piano inclinato, a partire dai valori relativi al piano orizzontale riportati nella normativa. Sommando i valori di radiazione diretta e diffusa ottenuti ai punti precedenti, si ottiene il valore di **radiazione globale** media mensile incidente sul piano inclinato.

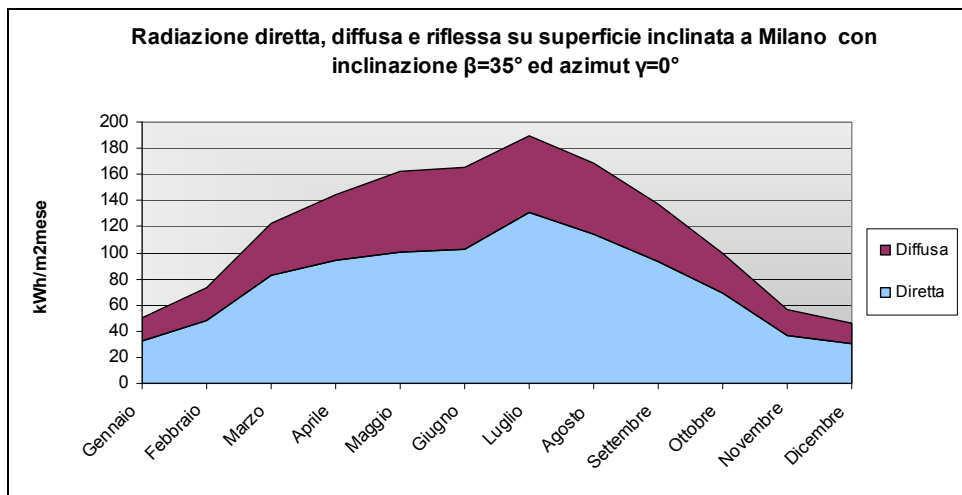


Fig.A.2 Radiazione diretta e diffusa media giornaliera a Milano sul piano inclinato

Trascurando gli effetti legati alla variazione dell'air mass, sulla distribuzione della radiazione nelle ore centrali della giornata (ma non ai fini del calcolo dell'energia totale giornaliera) ed assimilando la radiazione diffusa a quella diretta, è possibile utilizzare l'andamento del coseno dell'angolo di incidenza per costruire una distribuzione oraria della potenza radiativa incidente sul piano inclinato.

Si ipotizza inoltre che il mese sia caratterizzato da giornate completamente nuvolose o limpide e, dividendo la radiazione globale media mensile calcolata precedentemente per il piano inclinato, per il numero di giornate limpide ipotizzate, si ottiene la relativa radiazione incidente in una giornata limpida.

Il valore ricavato viene moltiplicato per il coseno dell'angolo di incidenza relativo all'ora oggetto, normalizzato in modo che la somma giornaliera dei coseni sia unitaria, ottenendo così la potenza radiativa incidente sul piano inclinato per ciascuna ora del giorno .

Il numero di giorni di sole mensili può essere corretto, per ciascun mese, così da riportare i valori massimi della potenza radiativa giornaliera ai valori medi realmente registrati nelle osservazioni (prossimi a  $800\text{W/m}^2$  per il nord Italia, con modesti scostamenti tra giornate limpide invernali ed estive).

Si riporta di seguito un esempio di calcolo relativo alla radiazione incidente su un piano inclinato di 35° e rivolto a sud, situato a Milano.

ora	$\omega$	luce	$\theta$ (sup incl)	rad $\theta$ (sup incl)	$\cos \theta$ (sup incl)	$\cos \theta$ normalizzato	Htot sup incl [kW/m <sup>2</sup> ]
5	-105,00000	NO	107,6	1,87812	0,000	0,000	0,000
6	-90,00000	NO	93,7	1,63560	0,000	0,000	0,000
7	-75,00000	NO	80,0	1,39693	0,000	0,000	0,000
8	-60,00000	SI	66,8	1,16522	0,395	0,067	0,341
9	-45,00000	SI	54,2	0,94617	0,585	0,099	0,506
10	-30,00000	SI	43,0	0,75134	0,731	0,123	0,632
11	-15,00000	SI	34,7	0,60493	0,823	0,139	0,711
12	0,00000	SI	31,4	0,54747	0,854	0,144	0,738
13	15,00000	SI	34,7	0,60493	0,823	0,139	0,711
14	30,00000	SI	43,0	0,75134	0,731	0,123	0,632
15	45,00000	SI	54,2	0,94617	0,585	0,099	0,506
16	60,00000	SI	66,8	1,16522	0,395	0,067	0,341
17	75,00000	NO	80,0	1,39693	0,000	0,000	0,000
18	90,00000	NO	93,7	1,63560	0,000	0,000	0,000
19	105,00000	NO	107,6	1,87812	0,000	0,000	0,000
20	120,00000	NO	121,6	2,12240	0,000	0,000	0,000
21	135,00000	NO	135,6	2,36643	0,000	0,000	0,000
22	150,00000	NO	149,3	2,60663	0,000	0,000	0,000

Fig.A.3 Andamento della radiazione totale incidente su un piano inclinato di 35°, rivolto a sud e situato a Milano, in una giornata limpida di Gennaio

Il rendimento dei collettori solari è stato modellizzato assumendo un coefficiente globale di scambio riferito all'unità di superficie captante del collettore e lineare rispetto al  $\Delta T$  esistente tra la temperatura media del fluido termovettore e la temperatura esterna. Questa scelta semplificata è legata alla difficoltà di reperimento di coefficienti di scambio più accurati nelle schede tecniche dei collettori solari presenti sul mercato.

Si riporta di seguito la formula utilizzata:

$$\eta = \frac{(H_{glob} \cdot \tau\alpha - U_{glob} \cdot (T_{m_{fluido}} - T_{amb}))}{H_{glob}}$$

Dove  $\tau\alpha$  è il prodotto tra la trasmittività media del vetro e l'assorbanza della superficie captante,  $U_{glob}$  è il coefficiente globale di scambio espresso in [W/m<sup>2</sup>K] ed  $H_{glob}$  è la radiazione globale (oraria) incidente espressa in [W/m<sup>2</sup>].

Moltiplicando la radiazione totale incidente sul piano inclinato per il rendimento e per la superficie totale dei collettori, si ottiene infine la potenza termica oraria fornita dall'impianto solare.

ora	Htot sup incl [kW/m2]	Eta collettore	Pth collettore [kW/m2]	Pth collettore [kW]
5	0.000	0.000	0.00	0.00
6	0.000	0.000	0.00	0.00
7	0.000	0.000	0.00	0.00
8	0.341	0.178	0.06	0.36
9	0.506	0.380	0.19	1.15
10	0.632	0.464	0.29	1.76
11	0.711	0.501	0.36	2.14
12	0.738	0.512	0.38	2.27
13	0.711	0.501	0.36	2.14
14	0.632	0.464	0.29	1.76
15	0.506	0.380	0.19	1.15
16	0.341	0.178	0.06	0.36
17	0.000	0.000	0.00	0.00
18	0.000	0.000	0.00	0.00
19	0.000	0.000	0.00	0.00
20	0.000	0.000	0.00	0.00
21	0.000	0.000	0.00	0.00
22	0.000	0.000	0.00	0.00

Tab.A.1 Andamento potenza termica erogata da un impianto solare piano di  $6\text{m}^2$ , situato a Milano (inclinazione  $35^\circ$  azimut  $0^\circ$ ) in una giornata limpida di Gennaio

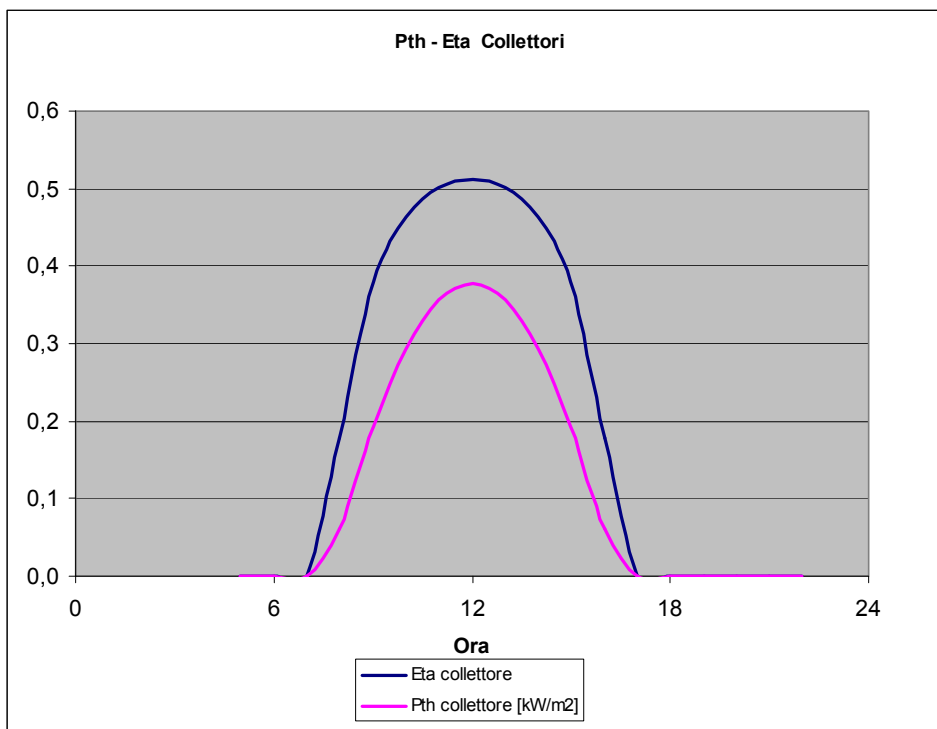


Fig.A.4 Rendimento orario e potenza termica specifica di un impianto solare piano situato a Milano (inclinazione  $35^\circ$  azimut  $0^\circ$ ) in una giornata limpida di Gennaio

## Allegato B Simulazione impianto solare da dati sperimentali

Il modello Excel realizzato consente di calcolare l'andamento orario della potenza erogata dai collettori solari, a partire dai dati orari di irraggiamento effettivamente registrati sul piano orizzontale. Questi ultimi sono generalmente reperibili come serie storica per le principali località italiane, mediante i database ARPA.

L'andamento calcolato risulta utile per la simulazione annuale dell'impianto cogenerativo, integrato da fonti rinnovabili.

Analogamente al caso precedente, per ogni giorno dell'anno viene calcolata la declinazione del sole e, per ogni ora del giorno, l'angolo orario corrispondente. A partire da questi dati e dai parametri di inclinazione ed azimuth del collettore solare, viene quindi calcolato l'angolo di incidenza sole – collettore, per ogni ora dell'anno.

Lo stesso calcolo viene ripetuto per il piano orizzontale, permettendo di determinare la radiazione effettivamente incidente sui collettori inclinati mediante la seguente relazione:

$$Hglob_{collettore} = Hglob_{p.orizz} \frac{\cos(\theta_{p.inclinato})}{\cos(\theta_{p.orizz})}$$

In funzione dell'irraggiamento, della temperatura media del fluido e della temperatura ambiente (che può essere inserita come temperatura media mensile o come serie storica ora per ora) viene calcolato il rendimento del collettore, mediante la seguente espressione:

$$\eta = \frac{(Hglob \cdot \tau\alpha_{(g)} - Uglob \cdot (Tm_{fluido} - T_{amb}))}{Hglob}$$

Dove  $\tau\alpha$  è il rendimento ottico del collettore in funzione dell'angolo di incidenza  $\theta$ , fornito per punti in input al modello di simulazione. Durante il calcolo esso viene interpolato mediante una *spline*. Nel caso in cui non sia disponibile l'andamento di  $\tau\alpha$  in funzione di  $\theta$  per il collettore in oggetto, è possibile definire un  $\tau\alpha$  medio inserendo un valore costante in tabella.

Rendimento ottico collettore	
Incidenza [°]	Trasmittanza ( $\tau\alpha$ )
0	0.8
10	0.80
20	0.80
30	0.78
40	0.76
50	0.70
60	0.60
70	0.40
80	0.00

Tab B.1 Andamento del rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza

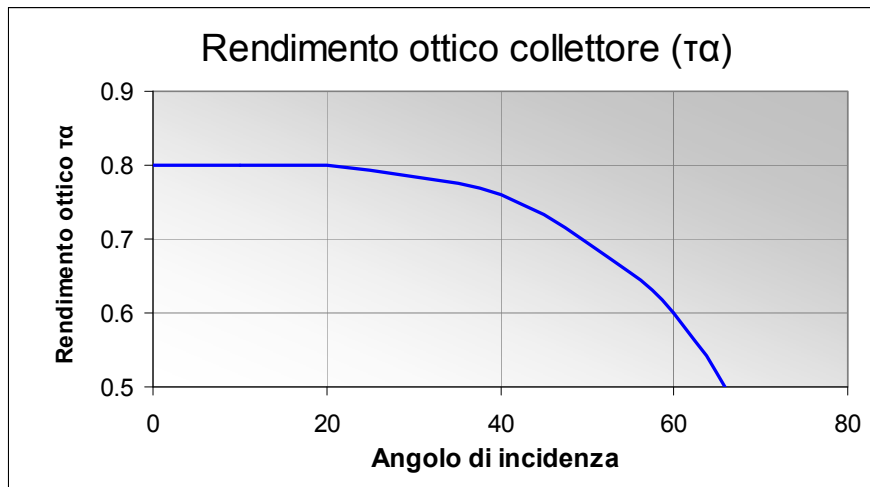


Fig. B.1 Andamento del rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza

Moltiplicando la radiazione totale incidente sul piano inclinato per il rendimento globale e per la superficie totale dei collettori, si ottiene infine la potenza termica oraria fornita dall'impianto solare.

Giorno	Ora del giorno	Angolo orario ω [°]	Declinazione	Dati arpa [W/m <sup>2</sup> ]	T esterna [°C]	Incidenza p.inclinato [°]	Hglob p.incl [W/m <sup>2</sup> ]	Rendimento ottico	Eta collettore	Pth collettore [kW]
02-gen	0	-173	-22.9	0	-1.5	165.1	0	0.00	0.000	0.0
	1	-158	-22.9	0	-1.4	154.8	0	0.00	0.000	0.0
	2	-143	-22.9	0	-1.7	141.9	0	0.00	0.000	0.0
	3	-128	-22.9	0	-1.7	128.2	0	0.00	0.000	0.0
	4	-113	-22.9	0	-1.5	114.4	0	0.00	0.000	0.0
	5	-98	-22.9	0	-1.6	100.7	0	0.00	0.000	0.0
	6	-83	-22.9	0	-1.7	87.0	0	0.00	0.000	0.0
	7	-68	-22.9	2	-1.6	73.7	0	0.27	0.000	0.0
	8	-53	-22.9	58	-1.8	60.9	81	0.59	0.000	0.0
	9	-38	-22.9	117	-1.8	49.2	164	0.70	0.000	0.0
	10	-23	-22.9	249	-1.6	39.5	349	0.76	0.380	0.8
	11	-8	-22.9	363	-1.3	33.6	508	0.78	0.512	1.6
	12	8	-22.9	341	-1.3	33.6	478	0.78	0.495	1.4
	13	23	-22.9	318	-1.2	39.5	445	0.76	0.465	1.2
	14	38	-22.9	187	-1.2	49.2	261	0.70	0.236	0.4
	15	53	-22.9	41	-1.1	60.9	58	0.59	0.000	0.0
	16	68	-22.9	13	-1.1	73.7	0	0.27	0.000	0.0
	17	83	-22.9	0	-1.3	87.0	0	0.00	0.000	0.0
	18	98	-22.9	0	-1.3	100.7	0	0.00	0.000	0.0
	19	113	-22.9	0	-1.2	114.4	0	0.00	0.000	0.0
	20	128	-22.9	0	-0.8	128.2	0	0.00	0.000	0.0
	21	143	-22.9	0	-0.8	141.9	0	0.00	0.000	0.0
	22	158	-22.9	0	-0.7	154.8	0	0.00	0.000	0.0
	23	173	-22.9	0	-0.7	165.1	0	0.00	0.000	0.0

Tab B.2 Calcolo della potenza termica erogata da un impianto solare piano di 4m<sup>2</sup>, situato a Milano (inclinazione 35° azimut 0°) in una giornata limpida Invernale



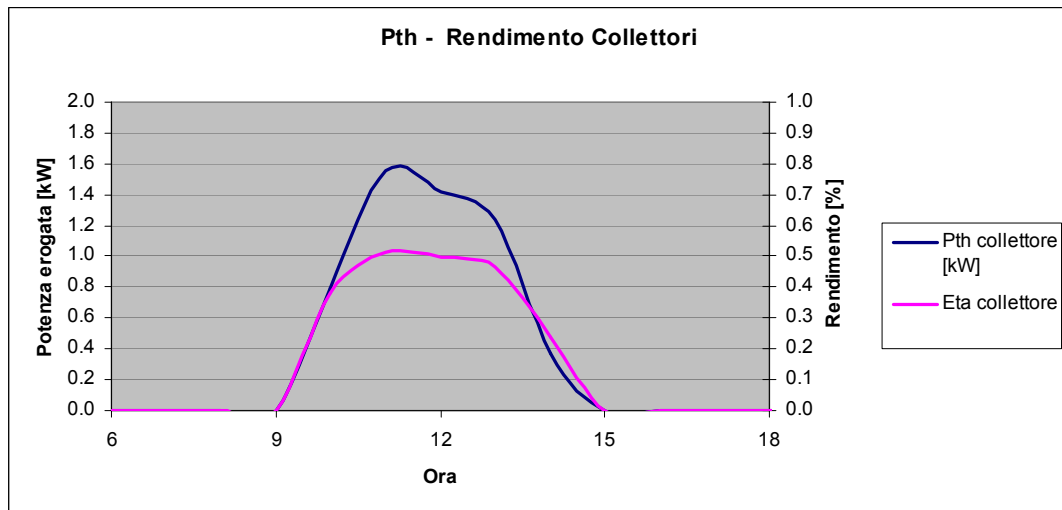


Fig. B.2 Andamento della potenza termica e del rendimento di un impianto solare piano di 4m<sup>2</sup>, situato a Milano (inclinazione 35° azimut 0°) in una giornata limpida Invernale

Come si osserva nell'esempio riportato, gli andamenti dell'irraggiamento e del rendimento relativi al collettore posto sul piano inclinato risultano irregolari, a causa della natura sperimentale dei dati di partenza (irraggiamento effettivo che varia al passaggio di nuvole ecc...).

Il modello di calcolo realizzato è stato verificato rispetto ad alcune serie di dati storici rilevati dal National Renewable Energy Laboratory (Solar Radiation Research Laboratory) relativamente alla radiazione totale oraria incidente sul piano orizzontale e su un piano inclinato a 40°.

Dal confronto è emerso come sul piano inclinato non si registrino mai valori di radiazione superiori al triplo del valore relativo al piano orizzontale e come il modello implementato, non differenziando la radiazione diretta da quella diffusa (causa assenza di rilevamenti della radiazione diffusa da parte delle stazioni ARPA) tenda a sovrastimare la radiazione totale incidente sul piano inclinato nei giorni caratterizzati da elevata componente diffusa. La componente diffusa non subisce infatti alcun incremento passando dal piano orizzontale a quello inclinato (subisce anzi leggere diminuzioni) mentre nel modello di calcolo essa è considerata al pari della componente diretta e quindi moltiplicata per il rapporto tra i coseni degli angoli di incidenza, come illustrato precedentemente.

Una volta corretto il modello mediante una limitazione del rapporto di irraggiamento tra piano inclinato e piano orizzontale, si è osservato uno scostamento tra i valori rispettivamente calcolati e rilevati, per la radiazione totale mensile incidente sul piano inclinato, inferiore al 10% e quindi accettabile ai fini della simulazione dell'impianto cogenerativo che si vuole effettuare.

Risultati più precisi possono essere ottenuti qualora risultino disponibili dati sperimentali di irraggiamento che distinguano la componente di radiazione diretta da quella diffusa.

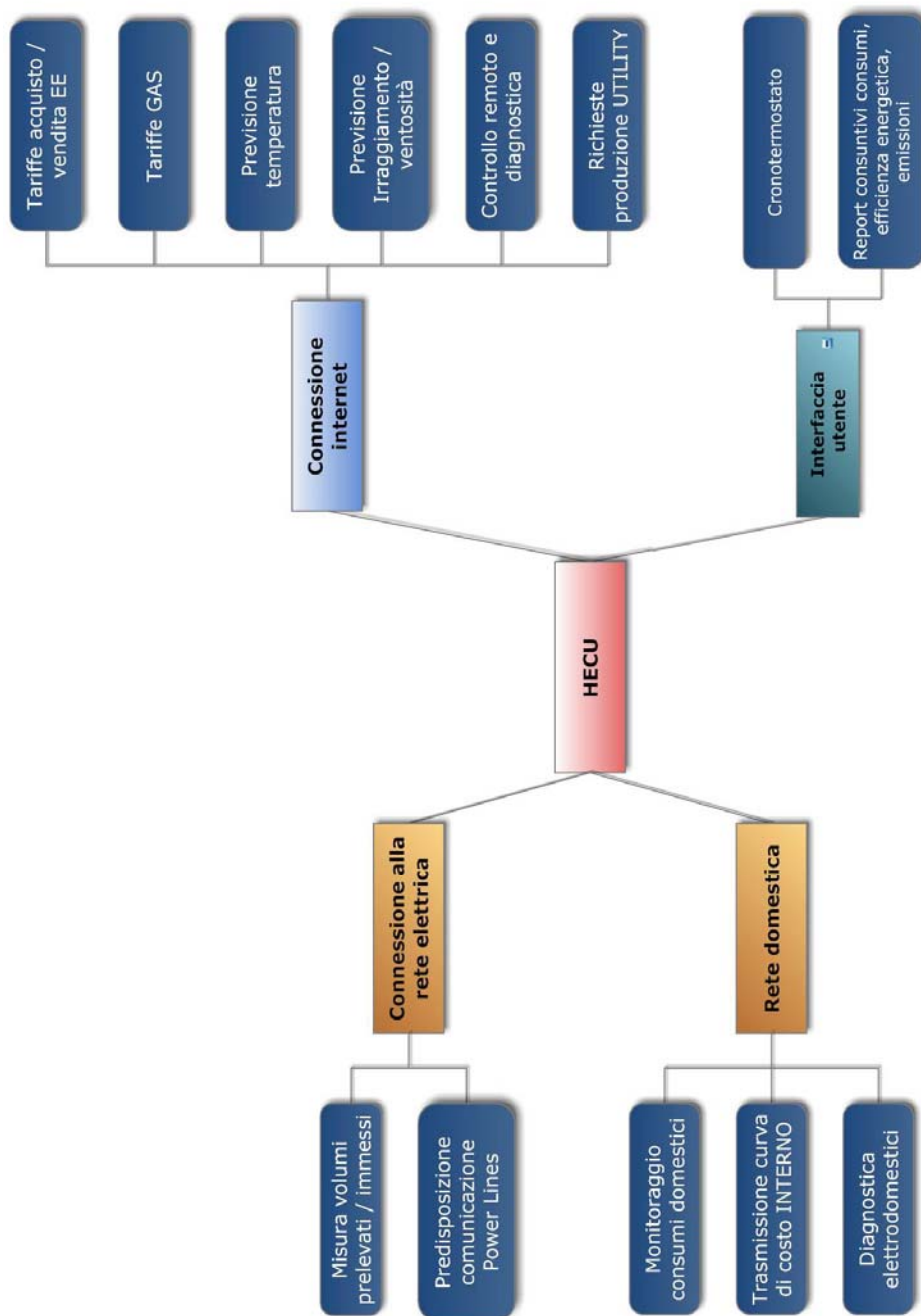


Fig. C.1 Requisiti funzionali dell'unità HECU, rispetto ai sistemi informativi.

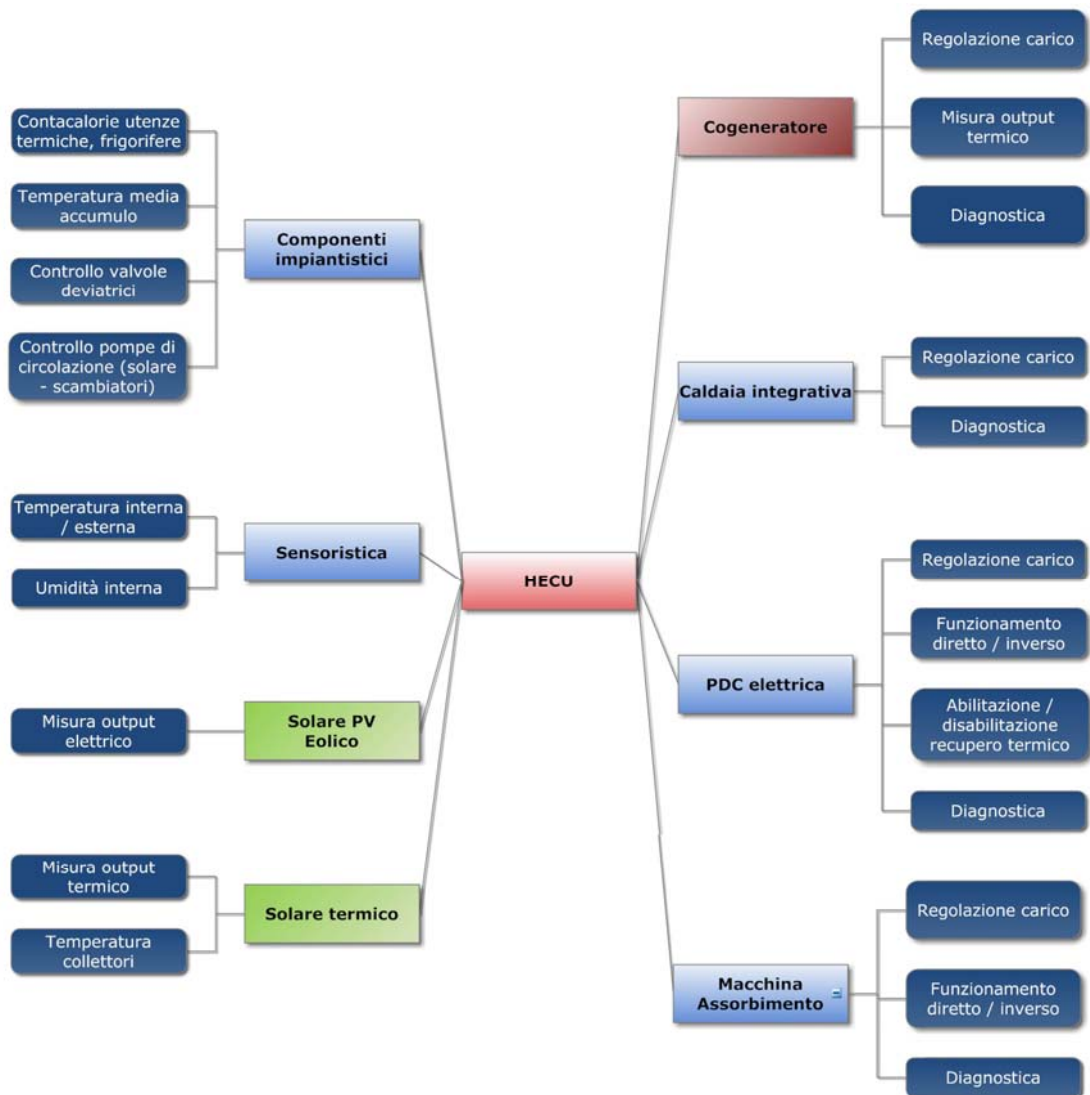


Fig. C.2 Requisiti funzionali dell'unità HECU, rispetto agli elementi impiantistici.

Report suddiviso per tipologia di UTENZA																						
	Energia Elettrica				Calore				Freddo													
	Consumo utenza [kWh]	Consumo frigo/PDC [kWh]	Produzione cogem [kWh]	Immissioni in rete [kWh]	Prelievi da rete [kWh]	Costo utenza [€]	Richiesta h [kWh/h]	Prod th totale [kWh/h]	Costo TOT calore [€]	Cogen [kWh/h]	PDC [kWh/h]	MA [kWh/h]	Caldaiola [kWh/h]	Solare utile [kWh/h]	Richiesta fr [kWh/h]	Prod fr [kWh/h]	Costo TOT freddo [€]	PDC [kWh/h]	MA [kWh/h]	Recuperi utili [kWh/h]		
Gennaio	1	4304	0	13880	11262	1686	€ 436	35179	€ 1226	27992	0	6274	652	297	0	0	€ -	0	0	0	0	
Febbraio	2	3705	0	10262	8557	2000	€ 399	28707	€ 865	21252	0	6396	154	930	0	0	€ -	0	0	0	0	
Marzo	3	3957	0	4333	3562	3187	€ 477	12713	€ 12700	€ 312	5066	0	1697	39	1599	0	€ -	0	0	0	0	
Aprile	4	3752	0	3278	2632	3106	€ 454	10919	€ 10938	€ 259	7499	0	1400	103	1936	0	€ -	0	0	0	0	
Maggio	5	4881	0	2495	1903	4290	€ 602	9512	€ 9465	€ 198	6012	0	1086	68	2299	0	€ -	0	0	0	0	
Giugno	6	6449	0	7683	3468	2234	€ 647	1433	€ 1433	€ -	0	0	0	0	1433	26811	€ 1.516	0	26811	0	28811	
Luglio	7	7829	0	7850	3039	3018	€ 797	1067	€ 1067	€ -	0	0	0	0	1067	27705	€ 1.686	0	27705	0	27705	
Agosto	8	8072	0	7801	2937	3207	€ 826	1024	€ 1024	€ -	0	0	0	0	1024	0	€ -	0	0	0	0	
Settembre	9	6193	0	0	0	6193	€ 786	1245	€ 1245	€ -	0	0	0	0	1245	0	€ -	0	0	0	0	
Ottobre	10	3976	0	3543	2943	3375	€ 486	11441	€ 11441	€ 271	8009	0	1479	96	82	0	€ -	0	0	0	0	
Novembre	11	3975	0	9330	7753	2396	€ 440	28750	€ 28802	€ 801	20269	0	7814	96	96	0	€ -	0	0	0	0	
Dicembre	12	4315	0	14440	1465	1350	€ 419	57773	€ 57774	€ 1.367	29359	0	7400	810	523	0	€ -	0	0	0	0	
<b>TOTALE</b>	<b>81409</b>	<b>0</b>	<b>84886</b>	<b>59540</b>	<b>36953</b>	<b>€ 6.769</b>	<b>179485</b>	<b>179547</b>	<b>€ 5.239</b>	<b>128737</b>	<b>0</b>	<b>35945</b>	<b>2013</b>	<b>14082</b>	<b>82221</b>	<b>€ 4.888</b>	<b>0</b>	<b>82221</b>	<b>€ 4.888</b>	<b>0</b>	<b>82221</b>	<b>0</b>

Report suddiviso per COMPONENTE IMPIANTISTICO																								
	Cogeneratore				PDC el				Frigo el				MA		Caldaiola		Solare		Accumulo					
	Prod EE cog [kWh/el]	GAS cog [kWh/fuel]	nel medio cogem	Ore reali cogem	Carico medio [kW]	PDC [kWh/h]	EE PDC [kWh/el]	COP medio PDC	Frigo [kWh/h]	EE Frigo [kWh/el]	Frigo medio [kWh/el]	EER medio Frigo	Pin MA [kWh/h]	Prigo MA [kWh/h]	Pin caldaiola [kWh/h]	Gas caldaiola [kWh/h]	Calore utile [kWh/h]	Carie utile [kWh/h]	Pin MA [kWh/h]	Prigo MA [kWh/h]	Pin caldaiola [kWh/h]	Gas caldaiola [kWh/h]	Levello medio [%]	
Gennaio	1	13880	52772	27%	461	0	0	0	0	0	-	34085	0	652	17	630	40%	0	0	0	0	0	40%	
Febbraio	2	10952	39176	26%	347	0	0	0	0	0	-	21682	0	154	41	630	37%	0	0	0	0	0	0	37%
Marzo	3	4373	16984	26%	151	0	0	0	0	0	-	11082	0	39	46	1599	34%	0	0	0	0	0	0	34%
Aprile	4	3278	13114	25%	120	0	0	0	0	0	-	8992	0	103	122	1936	32%	0	0	0	0	0	0	32%
Maggio	5	2495	10177	25%	98	0	0	0	0	0	-	7098	0	68	80	2399	30%	0	0	0	0	0	0	30%
Giugno	6	7683	32106	24%	357	0	0	0	0	0	-	0	26811	8749	10293	1433	97%	0	0	0	0	0	0	97%
Luglio	7	7850	33241	24%	372	0	0	0	0	0	-	0	27705	10057	11832	1067	100%	0	0	0	0	0	0	100%
Agosto	8	7801	33296	23%	375	0	0	0	0	0	-	0	27705	10454	12289	1024	100%	0	0	0	0	0	0	100%
Settembre	9	0	0	-	0	0	0	0	0	0	-	9487	0	92	108	1245	95%	0	0	0	0	0	0	95%
Ottobre	10	3543	14087	25%	129	0	0	0	0	0	-	28083	0	96	113	1373	33%	0	0	0	0	0	0	33%
Novembre	11	9330	36511	26%	326	0	0	0	0	0	-	36435	0	810	963	226	41%	0	0	0	0	0	0	41%
Dicembre	12	14440	54593	26%	482	0	0	0	0	0	-	162736	82221	31274	36792	14052	38%	0	0	0	0	0	0	38%
<b>TOTALE</b>	<b>84896</b>	<b>335466</b>	<b>25%</b>	<b>3218</b>	<b>3032</b>	<b>94%</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>162736</b>	<b>82221</b>	<b>31274</b>	<b>36792</b>	<b>14052</b>	<b>0,85</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56%</b>	

Report EMISSIONI																						
Emissioni Cogeneratore					Emissioni caldaiola																	
CO2 [kg]	NOx [g]	SOx [g]	PM [g]	CO [g]	CO2 [kg]	NOx [g]	SOx [g]	PM [g]	CO [g]													
Gennaio	1	10357	1625	1219	0	523	179	115	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Febbraio	2	7762	1218	914	0	392	42	24	27	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Marzo	3	3347	525	394	0	169	11	6	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Aprile	4	2598	408	306	0	131	28	16	18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Maggio	5	2016	316	237	0	102	19	10	12	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Giugno	6	6361	1726	1019	0	321	2399	1338	1544	0	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Luglio	7	6586	1673	1012	0	332	2758	1538	1775	0	118	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Agosto	8	6597	1614	990	0	333	2867	1599	1845	0	123	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Settembre	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ottobre	10	2791	438	329	0	141	25	14	16	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Novembre	11	7234	1135	851	0	365	26	15	17	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dicembre	12	10816	1698	1273	0	546	222	124	143	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>TOTALE</b>	<b>66465</b>	<b>12377</b>	<b>8544</b>	<b>0</b>	<b>3355</b>	<b>8576</b>	<b>4783</b>	<b>5519</b>	<b>0</b>	<b>368</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fig D.1 Esempio di rappresentazione dei risultati in Microgen

---

## Nomenclatura

---

ACS	<i>Acqua Calda Sanitaria</i>
BAT	<i>Best Available Technology</i>
CC	<i>Ciclo Combinato</i>
COP	<i>Coefficient Of Performance</i> (pompe di calore in riscaldamento)
EE	<i>Energia Elettrica</i>
EER	<i>Energy Efficiency Ratio</i> (pompe di calore in raffrescamento)
HECU	<i>Home Energy Control Unit</i>
IRE	<i>Indice di Risparmio Energetico</i>
MCI	<i>Motore a Combustione Interna</i>
MTG	<i>Micro Turbina a Gas</i>
MA	<i>Macchina ad Assorbimento</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
O&M	<i>Operation and Maintenance</i>
PBP	<i>Pay Back Period</i>
PCI	<i>Potere Calorifico Inferiore</i>
PDC	<i>Pompa Di Calore</i>
PIACE	<i>Piattaforma intelligente, Integrata e Adattativa di microCogenerazione ad elevata Efficienza per usi residenziali</i>

---

## Bibliografia

---

- [1] *European Smart Grids technology platform* - Pubblicazione Comunità Europea EUR 22040 <http://www.smartgrids.eu/>
- [2] Institute of Electrical and Electronics Engineers <http://smartgrid.ieee.org/>
- [3] GSE – Gestore Servizi Energetici [www.gse.it](http://www.gse.it)
- [4] DM 20 luglio 2004 e successive modifiche (DM 21 dicembre 2007)
- [5] GME - *Rapporto di monitoraggio semestrale del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica*
- [6] GME - *Report GME 2008 sul sistema elettrico nazionale*
- [7] Progetto MICENE - *Misure dei Consumi di Energia Elettrica nel settore domestico*
- [8] *Annex 42: Residential Cogeneration Systems: A Review of the Current Technologies*
- [9] *La microgenerazione a gas naturale* [Silva, Macchi, Campanari]
- [10] FIRE. *Analisi del potenziale della micro cogenerazione in Italia*. 2008 [www.fire-italia.org](http://www.fire-italia.org)
- [11] EnergiaNova – cataloghi disponibili on-line [www.energianova.it](http://www.energianova.it)
- [12] *Motori a combustione interna* [Giancarlo Ferrari]
- [13] Intelligenpower - cataloghi disponibili on-line per i modelli 55kW – 80kW <http://intelligenpower.com/>
- [14] *Review of Combined Heat and Power Technologies*, Appendix B <http://www.cimap.vt.edu/>
- [15] Energy and Environmental Analysis, Inc. 2002
- [16] *Capstone low emission White paper* – mar 2000 [www.energiadistribuida.com](http://www.energiadistribuida.com)
- [17] Deliberazione 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 e successive modifiche
- [18] GSE - *Relazione tecnica relativa alle modalità e condizioni tecnico – economiche per lo scambio sul posto* [www.gse.com](http://www.gse.com)
- [19] UTC Power Pure Cell MODEL 400kW [www.utcpower.com](http://www.utcpower.com)
- [20] ARPA Servizio IdroMeteoClima <http://www.arpa.emr.it>
- [21] National Renewable Energy Laboratory <http://www.nrel.gov>
- [22] National Institute of Standards and technology (U.S.) <http://www.nist.gov>
- [23] U.S. Department of energy [www.energy.gov](http://www.energy.gov)
- [24] Annex 42 - *Report on domestic energy profiles*
- [25] ARPA – Database on line <http://www.arpalombardia.it/meteo/dati/riciesta.asp>  
[http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni\\_e\\_dati/dexter](http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni_e_dati/dexter)

---

## Partecipazione ad eventi ed incontri del settore

---

Meeting progetto PIACE, gruppo di lavoro AR9, Legnago 05/02/2010

Meeting progetto PIACE, gruppo di lavoro AR7, Padova 08/02/2010

Meeting progetto PIACE, gruppo di lavoro AR9, Treviso 13/03/2010

Meeting Zoppas, Politecnico di Milano, 23/03/2010

Mostra convegno Expocomfort, Milano 24/03/2010