



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo ed implementazione di un *tool* di ottimizzazione per la determinazione di soluzioni progettuali mediante approccio multi-obiettivo di reti energetiche distribuite a servizio di distretti

Marialaura Di Somma, Martina Caliano, Giorgio Graditi, Luigi Mongibello

SVILUPPO ED IMPLEMENTAZIONE DI UN TOOL DI OTTIMIZZAZIONE PER LA DETERMINAZIONE DI SOLUZIONI PROGETTUALI MEDIANTE APPROCCIO MULTI-OBIETTIVO DI RETI ENERGETICHE DISTRIBUITE A SERVIZIO DI DISTRETTI

Marialaura Di Somma, Martina Caliano, Giorgio Graditi, Luigi Mongibello (ENEA)

Ottobre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2016

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D.1 Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: B. Reti termiche distribuite

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 NOMENCLATURA	6
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE.....	9
3 MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE E METODO DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO.....	11
3.1 VARIABILI DECISIONALI	11
3.2 FUNZIONE OBIETTIVO ECONOMICA.....	12
3.3 ANALISI EXERGETICA E FUNZIONE OBIETTIVO EXERGETICA.....	12
3.4 VINCOLI DEL MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE.....	15
3.4.1. VINCOLI DI DESIGN	15
3.4.2. VINCOLI DI BILANCIO	15
3.4.3. VINCOLI DI FUNZIONAMENTO DELLE TECNOLOGIE	16
3.4.3.1. VINCOLI DI FUNZIONAMENTO DEI COGENERATORI	16
3.4.3.2. VINCOLI DI FUNZIONAMENTO DELLE CALDAIE.....	17
3.4.3.3. VINCOLI DI FUNZIONAMENTO DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI E DEI COLLETTORI SOLARI	17
3.4.3.4. VINCOLI DI FUNZIONAMENTO DEGLI ASSORBITORI.....	18
3.4.3.5. VINCOLI DI FUNZIONAMENTO DELLE POMPE DI CALORE REVERSIBILI.....	18
3.4.3.6. VINCOLI DI FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO	18
3.5 METODO DI OTTIMIZZAZIONE	18
4 CASO STUDIO	20
4.1 DATI DI INPUT DEL MODELLO	20
4.1.1. CARICHI DEL CLUSTER DI EDIFICI	20
4.1.2. PROFILI DI IRRADIANZA	21
4.1.3. PREZZI E FATTORI EXERGETICI DEI VETTORI ENERGETICI IN INPUT ALLA RETE ENERGETICA	21
4.1.4. DATI TECNICI ED ECONOMICI DELLE TECNOLOGIE	22
4.2 RISULTATI	24
4.2.1. FRONTE DI PARETO	24
4.2.2. CONFIGURAZIONI OTTIMIZZATE DELLA RETE ENERGETICA DISTRIBUITA.....	25
4.2.3. ANALISI COMPARATIVA ECONOMICO/EXERGETICA CON UN SISTEMA DI APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO CONVENZIONALE TIPICAMENTE UTILIZZATO SUL TERRITORIO NAZIONALE.....	27
4.2.4. STRATEGIE OPERAZIONALI DEI DISPOSITIVI ENERGETICI APPARTENENTI ALLE CONFIGURAZIONI DI RETE NEL CASO DI OTTIMIZZAZIONE ECONOMICA ED EXERGETICA	28
5 ANALISI DI SENSITIVITÀ.....	31
5.1 SENSITIVITÀ DEL MODELLO AL PREZZO DELL'ELETTRICITÀ DI RETE NEL CASO DI OTTIMIZZAZIONE ECONOMICA	31
5.2 SENSITIVITÀ DEL MODELLO AL PREZZO DEL GAS NATURALE NEL CASO DI OTTIMIZZAZIONE ECONOMICA	32
6 IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE AD UN CASO STUDIO SPERIMENTALE.....	34
6.1 CARATTERISTICHE DELL'UTENZA E DEL SISTEMA DI COGENERAZIONE SIMULATO	34
6.2 DESCRIZIONE DEL MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE IMPLEMENTATO AL CASO STUDIO SPERIMENTALE	35
6.3 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO INDOOR E DELLE PROVE SPERIMENTALI	37
6.4 RISULTATI	40
7 CONCLUSIONI.....	44
8 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	45

Sommario

L'integrazione delle reti energetiche distribuite nell'ambito dei sistemi di approvvigionamento energetico degli edifici, è in continua crescita, anche grazie alle politiche di supporto adottate a livello Europeo e mondiale, che riconoscono, nella generazione distribuita, un'alternativa promettente ai sistemi di approvvigionamento convenzionali. Essendo tali sistemi caratterizzati da un insieme di tecnologie di piccola/media taglia che forniscono energia elettrica e termica per il soddisfacimento dei carichi di un'utenza o di un gruppo di utenze, il loro maggiore beneficio risiede nella possibilità di integrare diverse fonti energetiche, rinnovabili e non, nonché nella possibilità di recuperare l'energia termica dai processi di generazione elettrica, mediante opportuni sistemi di cogenerazione o trigenerazione, per usi termici negli edifici. Questi vantaggi consentono di ottenere un sistema di approvvigionamento energetico più sostenibile rispetto a quello convenzionale, attraverso un uso più efficiente delle risorse energetiche con conseguente riduzione dell'impatto ambientale. Tuttavia, per poter rendere pratici tali potenziali, è necessario determinare la configurazione del sistema in modo razionale in base alle richieste energetiche di una specifica utenza, selezionando adeguatamente le tecnologie, con relativo numero e taglia, nonché le corrispondenti strategie di funzionamento.

La ricerca di soluzioni progettuali per una rete energetica distribuita è un processo decisionale che coinvolge diversi *stakeholders* ed è, pertanto, caratterizzata dalla presenza di obiettivi spesso in conflitto tra loro. Una soluzione progettuale che minimizza i costi di investimento e di gestione, risultato di un'ottimizzazione di *design* puramente economica, e di interesse dei gestori del sistema, potrebbe non garantire la sostenibilità a lungo termine dell'approvvigionamento energetico, obiettivo, quest'ultimo, considerato sempre più importante dalle legislazioni energetiche europee, e ottenibile mediante la riduzione dell'utilizzo delle fonti fossili e dell'impatto ambientale. In tale contesto, un approccio multi-obiettivo consente di identificare delle soluzioni di compromesso tra obiettivi a breve e a lungo termine, di interesse degli *stakeholders* coinvolti nella transizione energetica, fornendo anche informazioni essenziali sui benefici e gli impatti legati all'integrazione della generazione distribuita.

L'obiettivo del presente studio, è quello di sviluppare un *tool* che consenta di determinare soluzioni progettuali di reti energetiche distribuite, ottimizzate mediante un approccio multi-obiettivo, che garantisca la sostenibilità a breve e a lungo termine di tali sistemi. L'obiettivo a breve termine coincide con l'obiettivo economico legato alla minimizzazione dei costi di investimento e di gestione della rete di riferimento, mentre, l'obiettivo a lungo termine, coincide con la massimizzazione dell'efficienza exergetica totale del sistema, mirata all'uso razionale delle risorse energetiche in input, che ha, come diretta conseguenza, la riduzione del consumo delle fonti fossili e dell'impatto ambientale. Nell'ambito degli edifici, la domanda energetica è caratterizzata da diversi livelli di qualità dell'energia, in base ai diversi livelli di temperatura associati alla domanda di energia termica. Dato che le temperature richieste per il riscaldamento/raffrescamento degli ambienti sono basse (20 - 26 °C), la qualità dell'energia richiesta per queste applicazioni è anch'essa bassa. La qualità dell'energia necessaria per la produzione di acqua calda sanitaria è leggermente più alta, dato il livello di temperatura da assicurare, generalmente pari a 55 – 60 °C. Per le applicazioni elettriche è richiesta invece la massima qualità dell'energia. Sul lato fornitura, anche i vettori energetici in input alla rete sono caratterizzati da diversi livelli di qualità dell'energia. L'ottimizzazione exergetica, applicata a reti energetiche distribuite a servizio di distretti, basandosi sul bilanciamento dei livelli exergetici tra fornitura e domanda, consente l'incremento della sostenibilità di tali sistemi, attraverso l'uso più efficiente delle risorse energetiche. Promuovendo infatti l'utilizzo di risorse a bassa exergia, quali il solare termico o il calore recuperato da processi di cogenerazione e trigenerazione, per il soddisfacimento di domande termiche a bassa temperatura, si riduce lo spreco di risorse caratterizzate da un elevato livello di qualità dell'energia, quali elettricità o combustibili fossili.

Tra i punti di forza del *tool* di ottimizzazione sviluppato, vi è l'applicabilità in contesti reali, fornendo pertanto supporto decisionale ai pianificatori. Tale vantaggio è reso possibile grazie alla formulazione matematica generale del modello, nonché al metodo di ottimizzazione proposto. Assegnati i dati di input del modello, quali carichi dell'utenza o del gruppo di utenze, dati climatici locali, prezzi dei vettori energetici e dati tecnici ed economici delle tecnologie candidate a far parte della configurazione di rete, il *tool*

sviluppato consente di ottenere la loro combinazione ottimizzata, in termini di tipi di tecnologie, numero di dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia e le relative taglie, nonché le corrispondenti strategie di funzionamento, attraverso criteri economici ed exergetici.

Il presente report documenta l'analisi svolta dal gruppo di lavoro dell'Unità DTE-FSN-FOSG dell'ENEA durante la corrente annualità e spiegata in dettaglio al Paragrafo 2. L'indice dei successivi paragrafi rispecchia l'ordine temporale con cui sono state svolte le attività che compongono l'intero lavoro. In particolare, il Paragrafo 3 descrive il modello di ottimizzazione multi-obiettivo sviluppato durante la prima fase della corrente annualità. Il Paragrafo 4 descrive i risultati ottenuti dall'implementazione del modello, svolta durante la seconda fase della corrente annualità, considerando un caso studio rappresentativo del settore residenziale Italiano. Il Paragrafo 5 descrive i risultati dell'analisi di sensitività, svolta durante la terza fase della corrente annualità, per analizzare l'influenza di alcuni parametri chiave sul modello di ottimizzazione multi-obiettivo sviluppato. Il Paragrafo 6 descrive le attività relative all'implementazione del modello di ottimizzazione ad un caso studio sperimentale, svolte durante la fase finale della corrente annualità. Infine, il paragrafo 7 riassume le conclusioni dedotte dall'intera attività svolta.

1 Nomenclatura

A	area (m^2)
c	costante nell'Eq. (33) (kWh/€)
C	costo (€)
C_c	costo specifico di investimento (€/kW) - (€/kWh) - (€/m ²)
$C_{d,hr}$	potenza frigorifera (kW)
COP	coefficiente di prestazione
CRF	fattore di recupero del capitale
DR	massima potenza <i>Ramp-Down</i> (kW)
D_t	<i>time-step</i> (h)
e	carico minimo (kW)
$E_{d,hr}$	potenza elettrica (kW)
ex_{Bio}	exergia chimica specifica della biomassa (kWh/kg)
ex_{NG}	exergia chimica specifica del gas naturale (kWh/Nm ³)
EX	exergia (kWh)
$EX_{d,hr}$	exergia per unità di tempo (kW)
F_{obj}	funzione obiettivo
F_q	fattore di Carnot
G	portata volumetrica di gas naturale (Nm ³ /h)
$H_{d,hr}$	potenza termica (kW)
I	irradianza solare totale (kW/m ²)
LHV_{Bio}	potere calorifico inferiore della biomassa (kWh/kg)
LHV_{NG}	potere calorifico inferiore del gas naturale (kWh/Nm ³)
n_i	numero totale di dispositivi energetici associati alla tecnologia i
N	vita utile della tecnologia (anni)
OM	costo di O&M (€/kWh)
P_{Bio}	prezzo della biomassa (€/ton)
P_e	prezzo dell'elettricità di rete (€/kWh)
$P_{e,hr}^{SELL}$	prezzo di vendita dell'energia elettrica (€/kWh)
P_{NG}	prezzo del gas naturale (€/Nm ³)
r	tasso di interesse
R	ricavo (€)
$R_{d,hr}$	potenza (kW)
S	taglia (kW) – capacità (kWh)
T	temperatura (K)
UR	massima potenza <i>Ramp-Up</i> (kW)
x	variabile decisionale binaria

Simboli Alfabeto Greco

ϵ_{gen}	efficienza exergetica della generazione elettrica
ζ_{FUEL}	fattore exergetico del combustibile

η	efficienza
φ	fattore di perdita dell'accumulo
φ_{pipe}	fattore di perdita dell'impianto sperimentale
Ψ	efficienza exergetica totale
ω	fattore di peso nell'Eq. (33)
Apici/Pedici	
<i>O</i>	riferimento
<i>Abs</i>	assorbitore
<i>HP</i>	pompa di calore
<i>Bio</i>	biomassa
<i>Bioboil</i>	caldaia a biomassa
<i>CHP NGICE</i>	cogeneratore con motore a combustione interna
<i>CHP NGMTG</i>	cogeneratore con micro-turbina a gas
<i>coll</i>	collettore
<i>d</i>	giorno
<i>dem</i>	domanda
<i>DHW</i>	acqua calda sanitaria
<i>e</i>	elettricità
<i>ES</i>	accumulo elettrico
<i>FUEL</i>	combustibile
<i>GRID</i>	rete elettrica
<i>hr</i>	ora
<i>i</i>	indice della tecnologia
<i>in</i>	input
<i>INV</i>	investimento
<i>j</i>	vettore energetico
<i>l</i>	<i>range</i>
k_i	dispositivo energetico associato alla tecnologia <i>i</i>
K_i	numero massimo di dispositivi energetici associati alla tecnologia <i>i</i>
<i>max</i>	massimo
<i>min</i>	minimo
<i>NET</i>	netto
<i>NG</i>	gas naturale
<i>NGboil</i>	caldaia a gas
<i>O&M</i>	esercizio e manutenzione
<i>out</i>	output
<i>PV</i>	fotovoltaico
<i>SC</i>	raffrescamento ambiente
<i>SELF</i>	autoconsumo
<i>SELL</i>	venduto

<i>SH</i>	riscaldamento ambiente
<i>SOLAR</i>	solare
<i>ST</i>	solare termico
<i>sto</i>	accumulo
<i>TES</i>	accumulo termico
<i>th</i>	termico
<i>TOT</i>	totale

2 Descrizione delle attività svolte

L'attività di ricerca della corrente annualità, volta allo sviluppo e all'implementazione di un *tool* che consenta di determinare soluzioni progettuali di reti energetiche distribuite, ottimizzate mediante un approccio multi-obiettivo che garantisca la sostenibilità a breve e a lungo termine di tali sistemi, è stata articolata in quattro macro fasi, di seguito descritte:

- I. Durante la prima fase della corrente annualità, è stato sviluppato un modello di ottimizzazione multi-obiettivo di una rete energetica distribuita a servizio di un *cluster* di edifici, seguendo un approccio MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*). In particolare, il modello è stato sviluppato considerando una "sovrastuttura" di rete, con diversi tipi di tecnologie, scelte tra quelle più comunemente usate nella pratica, ovvero: cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas, caldaie a gas e a biomassa, impianti fotovoltaici, collettori solari termici, pompe di calore reversibili, assorbitori mono-stadio, batterie elettriche e sistemi di accumulo termico. I carichi assegnati del *cluster* di edifici comprendono il carico elettrico, di acqua calda sanitaria e di riscaldamento e raffrescamento ambiente. L'obiettivo del modello è di determinare le soluzioni progettuali sul fronte di Pareto, ovvero le configurazioni della rete ottimizzate secondo criteri economici ed exergetici, in termini di tipi di tecnologie, numero di dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia, le relative taglie e le corrispondenti strategie di funzionamento. Nello sviluppo dei modelli dei dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia inclusa nella sovrastuttura, è stata considerata l'intera gamma di taglie disponibili sul mercato, nonché la variazione delle loro caratteristiche con la taglia (efficienza, costi specifici di investimento e di esercizio e manutenzione). La funzione obiettivo economica è stata formulata come il costo totale annuo da minimizzare, definito come la somma del costo di investimento totale annualizzato, del costo totale annuo dei vettori energetici in input e del costo totale annuo di esercizio e manutenzione. L'obiettivo exergetico consiste nella massimizzazione dell'efficienza exergetica totale del sistema, definita come il rapporto tra l'exergia totale annua richiesta per il soddisfacimento dei carichi elettrici e termici del *cluster* di edifici e l'exergia primaria totale annua in input al sistema. Essendo assegnati i carichi elettrici e termici dell'utenza, l'exergia totale annua richiesta per il soddisfacimento di tali carichi è nota e, pertanto, la funzione obiettivo exergetica è stata formulata come l'exergia primaria totale annua in input al sistema, da minimizzare. Il fronte di Pareto, che comprende le soluzioni di *trade-off* tra l'obiettivo economico e quello exergetico, è stato identificato mediante il metodo della somma pesata e il problema di ottimizzazione formulato è stato risolto utilizzando l'algoritmo del *branch-and-cut*.
- II. Durante la seconda fase della corrente annualità, il modello di ottimizzazione è stato implementato considerando un caso studio rappresentativo del settore residenziale Italiano, caratterizzato da un *cluster* di 30 edifici situati a Torino appartenente alla zona climatica E ed è stato utilizzato il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V 12.6. In particolare, sono stati identificati i profili di carico orari elettrici e termici relativi all'utente finale considerato, nonché i profili di irradianza orari, con riferimento a 4 giornate rappresentative delle 4 stagioni dell'anno (stagione fredda, stagione fredda intermedia, stagione calda intermedia, stagione calda) e l'ottimizzazione è stata effettuata considerando un *time-step* orario. È stata poi effettuata un'analisi critica dei risultati ottenuti. In particolare, una volta ottenuto il Fronte di Pareto, sono state analizzate le configurazioni di rete e le strategie operazionali, in alcuni punti rappresentativi. È stata poi effettuata un'analisi comparativa con un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale. I risultati ottenuti hanno mostrato che l'analisi exergetica consente di individuare soluzioni progettuali basate sull'utilizzo delle fonti rinnovabili e di sorgenti a bassa-temperatura per usi termici negli edifici, garantendo, di fatto, un uso più razionale delle risorse energetiche in input e una riduzione del consumo delle fonti fossili. Inoltre, dall'analisi del Fronte di Pareto, è stato possibile identificare diverse soluzioni di compromesso a beneficio dei vari *stakeholders* coinvolti nel processo decisionale. Dal confronto con il sistema di approvvigionamento convenzionale, è

emerso che, sia i costi totali annui che l'exergia primaria totale annua della rete energetica distribuita con le configurazioni ottimizzate, si riducono drasticamente, in un *range* che va dal 21% al 36%.

- III. Durante la terza fase della corrente annualità, è stata condotta un'analisi di sensitività per analizzare l'influenza di parametri chiave, quali prezzi del gas e dell'elettricità di rete, sulle soluzioni progettuali ottimizzate, nonché sulle performance economiche ed exergetiche della rete energetica distribuita. I risultati ottenuti hanno mostrato che l'incremento del prezzo del gas risulta avere effetti molto più significativi rispetto all'incremento del prezzo dell'elettricità di rete.
- IV. Infine, durante la quarta e ultima fase della corrente annualità, il modello di ottimizzazione sviluppato è stato implementato per effettuare l'ottimizzazione operativa di un sistema cogenerativo con accumulo termico per una casa monofamiliare, simulato sperimentalmente mediante uno degli impianti del laboratorio prove accumulo termico del CR ENEA Portici.

Parte dell'attività di ricerca condotta durante la corrente annualità e descritta nel seguente report, è stata oggetto della seguente pubblicazione scientifica: Di Somma M, Yan B, Bianco N, Graditi G, Luh PB, Mongibello L, Naso V. Multi-objective design optimization of distributed energy systems through cost and exergy assessments. *Applied Energy* 2017; 204:1299–1316.

3 Modello di ottimizzazione e metodo di ottimizzazione multi-obiettivo

Durante la fase I della corrente annualità, è stato sviluppato il modello di ottimizzazione multi-obiettivo descritto di seguito. Si mostra, in Figura 1, lo schema della sovrastruttura della rete energetica distribuita utilizzata nel modello di ottimizzazione. Nell'ambito del sistema in esame, per soddisfare il carico elettrico del *cluster* di edifici e l'elettricità richiesta dalle pompe di calore reversibili, possono essere utilizzati i cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas, i pannelli fotovoltaici, l'accumulo elettrico e l'elettricità di rete. A tal proposito, è stato assunto che l'elettricità fornita dai cogeneratori e dai pannelli fotovoltaici è completamente utilizzata per l'autoconsumo. Per soddisfare il carico di acqua calda sanitaria, può essere utilizzata l'energia termica recuperata dai cogeneratori e quella fornita dalle caldaie a gas e a biomassa, dai collettori solari e dall'accumulo termico. Il carico di riscaldamento ambiente può essere invece soddisfatto dall'energia termica recuperata dai cogeneratori e dall'energia termica fornita dalle caldaie a gas e a biomassa, dalle pompe di calore e dall'accumulo termico. Infine, il carico di raffrescamento ambiente può essere soddisfatto dagli assorbitori monostadio, alimentati dall'energia termica fornita dai cogeneratori e dalle caldaie a gas e a biomassa, dalle pompe di calore e dall'accumulo termico.

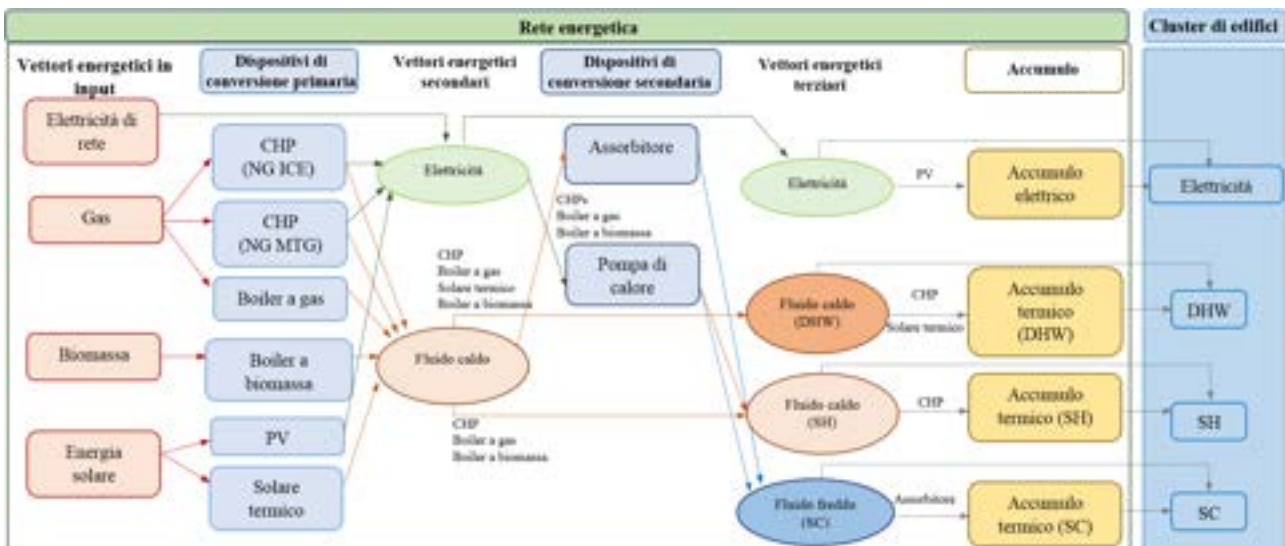


Figura 1. Schema della "sovrastruttura" della rete energetica distribuita utilizzata nel modello di ottimizzazione

3.1 Variabili decisionali

Le variabili decisionali del problema di ottimizzazione comprendono sia variabili decisionali binarie che continue e sono di seguito elencate:

- Esistenza dei dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia;
- Numero di dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia;
- Taglia di ciascun dispositivo energetico;
- Stato di accensione/spengimento di ciascun dispositivo energetico;
- Potenza elettrica, termica e frigorifera fornita da ciascun dispositivo energetico;
- Capacità dei sistemi di accumulo elettrico e termico;
- Potenza elettrica e termica di caricamento e scaricamento dei sistemi di accumulo;
- Elettricità acquistata dalla rete.

L'esistenza di ciascuna delle tecnologie e lo stato di accensione/spengimento di ciascun dispositivo energetico, rappresentano variabili decisionali binarie. Anche il numero dei dispositivi energetici associati a

ciascuna tecnologia è stato determinato mediante l'utilizzo di variabili decisionali binarie. Tutte le altre variabili decisionali elencate sono invece continue.

3.2 Funzione obiettivo economica

L'obiettivo economico è di minimizzare il costo totale annuo della rete energetica distribuita, formulato come la somma del costo di investimento totale annualizzato, del costo totale annuo di esercizio e manutenzione (O&M) e del costo totale annuo dei vettori energetici in input al sistema:

$$C_{TOT} = C_{INV} + C_{O\&M} + C_{FUEL} + C_{GRID} \quad (1)$$

Il costo di investimento totale annualizzato, C_{INV} è stato formulato come:

$$C_{INV} = \sum_i \sum_{k_i}^{K_i} CRF_i (C_{c,i} S_{i,k_i}), \quad CRF_i = r(1+r)^{N_i} / [(1+r)^{N_i} - 1] \quad (2)$$

dove CRF_i è il fattore di recupero del capitale della tecnologia i ; K_i è il massimo numero di dispositivi energetici associati alla tecnologia i , assunto noto; k_i rappresenta il dispositivo energetico associato alla tecnologia i ; S_{i,k_i} è la taglia del dispositivo energetico k_i ; $C_{c,i}$ è il costo specifico di investimento; r è il tasso di interesse; e N_i è la vita utile della tecnologia i , espressa in anni. Con riferimento ai sistemi di accumulo, la taglia rappresenta la capacità espressa in kWh con il costo specifico di investimento espresso in €/kWh, mentre, con riferimento ai collettori solari, la taglia è espressa in termini di superficie totale installata con il costo specifico di investimento espresso in €/m².

Il costo totale annuo di esercizio e manutenzione, $C_{O\&M}$ è stato formulato come:

$$C_{O\&M} = \sum_i \sum_{k_i}^{K_i} \sum_d \sum_{hr} OM_i R_{i,k_i,d,hr} D_t \quad (3)$$

dove OM_i è il costo di esercizio e manutenzione della tecnologia i ; $R_{i,k_i,d,hr}$ è la potenza elettrica, termica o frigorifera fornita dal dispositivo energetico k_i all'ora hr e giorno d ; e D_t è il *time-step* orario.

Il costo totale annuo associato al consumo di combustibile è stato formulato come:

$$C_{FUEL} = \sum_{i \in \{CHP_{NGICE}, CHP_{NGMTG}, NG_{boil}\}} \sum_{k_i}^{K_i} \sum_d \sum_{hr} P_{NG} (R_{i,k_i,d,hr} / (\eta_i LHV_{NG})) D_t + \sum_{i \in \{Bio_{boil}\}} \sum_{k_i}^{K_i} \sum_d \sum_{hr} P_{Bio} (R_{i,k_i,d,hr} / (\eta_i LHV_{Bio})) D_t \quad (4)$$

dove η_i è l'efficienza di conversione (elettrica o termica); P_{NG} e P_{Bio} rappresentano rispettivamente i prezzi di gas e biomassa; e LHV_{NG} e LHV_{Bio} sono i poteri calorifici inferiori rispettivamente di gas e biomassa.

Il costo totale annuo associato all'acquisto dell'elettricità di rete è stato formulato come:

$$C_{GRID} = \sum_d \sum_{hr} P_e E_{GRID,d,hr} D_t \quad (5)$$

dove P_e è il prezzo dell'elettricità di rete e $E_{GRID,d,hr}$ è la potenza elettrica acquistata dalla rete.

3.3 Analisi exergetica e funzione obiettivo exergetica

L'analisi exergetica, applicata alle reti energetiche distribuite a servizio di distretti, contribuisce ad ottenere un uso più razionale delle risorse energetiche, prendendo in considerazione i diversi livelli di qualità dell'energia (exergia) sia sul lato fornitura, che sul lato domanda. Nell'ambito degli edifici, la

domanda energetica è caratterizzata da diversi livelli di qualità dell'energia, dati i diversi livelli di temperatura associati alla domanda di energia termica [1]. Dato che le temperature richieste per il riscaldamento/raffrescamento degli ambienti sono basse (20 - 26 °C), la qualità dell'energia richiesta per queste applicazioni è anch'essa bassa. La qualità dell'energia necessaria per la produzione di acqua calda sanitaria è leggermente più alta, dato il livello di temperatura da assicurare, generalmente pari a 55°C – 60 °C. Per le applicazioni elettriche è richiesta invece la massima qualità dell'energia. L'analisi exergetica, basandosi sul bilanciamento dei livelli exergetici tra fornitura e domanda, applicata a reti energetiche a servizio di distretti, consente l'incremento della sostenibilità di tali sistemi, attraverso l'uso più efficiente delle risorse energetiche [1 - 6]. Promuovendo infatti l'utilizzo di risorse a bassa exergia, quali il solare termico o il calore recuperato da processi di generazione elettrica, per il soddisfacimento di domande termiche a bassa temperatura, si riduce lo spreco di risorse ad elevato contenuto exergetico, quali elettricità o combustibili fossili [1].

Nel modello in esame, l'obiettivo exergetico è di massimizzare l'efficienza exergetica totale del sistema, ψ , definita come il rapporto tra l'exergia totale annua richiesta per il soddisfacimento dei carichi elettrici e termici del *cluster* di edifici, Ex^{out} , e l'exergia primaria totale annua in input al sistema, Ex_{in} [7 - 9]:

$$\psi = Ex^{out} / Ex_{in} \quad (6)$$

L'exergia totale annua richiesta per il soddisfacimento dei carichi elettrici e termici assegnati del *cluster* di edifici, può essere formulata come:

$$Ex^{out} = \sum_{dem} \sum_d \sum_{hr} Ex_{d,hr}^{dem} D_t, \quad dem \in \{e, DHW, SH, SC\} \quad (7)$$

dove $Ex_{d,hr}^{dem}$ rappresenta l'exergia totale richiesta per soddisfare il carico elettrico e termico (acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente). In dettaglio, l'exergia richiesta per soddisfare il carico elettrico può essere formulata come [7, 10, 11]:

$$Ex_{d,hr}^e = E_{d,hr}^e, \quad "d, " hr \quad (8)$$

dove $E_{d,hr}^e$ è la potenza elettrica richiesta.

Con riferimento ai carichi termici, come già detto in precedenza, la qualità dell'energia dipende dal valore di temperatura richiesto. Facendo riferimento al carico termico relativo all'acqua calda sanitaria, l'exergia richiesta per soddisfare tale carico può essere formulata come [7, 10, 11]:

$$Ex_{d,hr}^{DHW} = H_{d,hr}^{DHW} F_{q,d,hr}^{DHW}, \quad "d, " hr \quad (9)$$

dove $H_{d,hr}^{DHW}$ è la potenza termica richiesta per l'acqua calda sanitaria e $F_{q,d,hr}^{DHW}$ è il fattore di Carnot, che dipende dalla temperatura di riferimento, $T_{0,d,hr}$, e dalla temperatura richiesta per l'acqua calda sanitaria, T_{req}^{DHW} [1, 7, 10, 11]:

$$F_{q,d,hr}^{DHW} = 1 - T_{0,d,hr} / T_{req}^{DHW}, \quad \forall d, \forall hr \quad (10)$$

Nell'Eq. (10), la temperatura richiesta per l'acqua calda sanitaria è assunta nota in base agli standard ANSI/ASHRAE [12], mentre la temperatura di riferimento è stata valutata come la temperatura ambiente media all'ora *hr* e giorno *d* [1, 7]. L'exergia richiesta per soddisfare i carichi relativi al riscaldamento e raffrescamento ambiente può essere formulata in modo analogo.

Sul lato fornitura, i vettori energetici in input alla rete energetica in esame sono l'energia elettrica di rete, il gas naturale, la biomassa e l'energia solare. L'exergia primaria totale annua in input al sistema è stata, pertanto, formulata come:

$$Ex_{in} = \sum_j \sum_d \sum_{hr} Ex_{j,d,hr} D_r, \quad j \in \{GRID, FUEL, SOLAR\} \quad (11)$$

dove $Ex_{j,d,hr}$ rappresenta l'exergia relativa al vettore energetico j .

Così come avviene sul lato domanda, anche sul lato fornitura, i vettori energetici in input sono caratterizzati da diversi livelli della qualità dell'energia. In particolare, l'elettricità di rete può essere vista come un vettore energetico fornito dagli impianti di generazione elettrica e la relativa exergia dipende, pertanto, dall'efficienza exergetica di tali impianti, ε_{gen} [7, 10]:

$$Ex_{GRID,d,hr} = E_{GRID,d,hr} / \varepsilon_{gen}, \quad "d, " hr \quad (12)$$

L'exergia associata ai combustibili in input al sistema (gas naturale e biomassa) dipende dalla loro exergia chimica specifica:

$$Ex_{FUEL,d,hr} = \sum_{i \in \{CHP_{NGICE}, CHP_{NGMTG}, NG_{boil}\}} \sum_{k_i}^{K_i} ex_{NG} (R_{i,k_i,d,hr} / (\eta_i LHV_{NG})) + \sum_{i \in \{Bio_{boil}\}} \sum_{k_i}^{K_i} ex_{Bio} (R_{i,k_i,d,hr} / (\eta_i LHV_{Bio})),$$

$$ex_{FUEL} = \zeta_{FUEL} LHV_{FUEL}, \quad FUEL \in \{NG, Bio\}, \quad \forall d, \forall hr \quad (13)$$

dove ex_{Fuel} e ζ_{FUEL} sono rispettivamente l'exergia chimica specifica e il fattore exergetico del combustibile [13].

Con riferimento ai pannelli fotovoltaici e ai collettori solari, l'exergia in output è stata considerata come exergia primaria, seguendo l'approccio presentato in [14, 15]. In particolare, l'exergia primaria in input ai pannelli fotovoltaici è stata formulata come:

$$Ex_{PV,d,hr} = E_{PV,d,hr}, \quad \forall d, \forall hr \quad (14)$$

dove $E_{PV,d,hr}$ è la potenza elettrica fornita. Per i collettori solari, l'exergia primaria in input ai pannelli è stata formulata come [1, 7]:

$$Ex_{ST,d,hr} = H_{ST,d,hr} \left(1 - T_{0,d,hr} / T_{coll}^{out}\right), \quad \forall d, \forall hr \quad (15)$$

dove $H_{ST,d,hr}$ è la potenza termica fornita e $T_{0,d,hr}$ e T_{coll}^{out} sono rispettivamente la temperatura di riferimento e la temperatura del fluido termovettore all'uscita dai collettori (assunta costante).

Pertanto, l'exergia associata all'energia solare in input alla rete energetica è stata formulata come:

$$Ex_{SOLAR,d,hr} = Ex_{ST,d,hr} + Ex_{PV,d,hr}, \quad "d, " hr \quad (16)$$

Dato che i carichi del cluster di edifici e le temperature richieste per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento ambiente sono assunti noti, l'exergia totale richiesta per il soddisfacimento di tali carichi è anch'essa nota. Pertanto la funzione obiettivo exergetica è stata formulata come l'exergia primaria totale annua, da minimizzare (Eq. 11).

3.4 Vincoli del modello di ottimizzazione

3.4.1. Vincoli di design

La taglia di ciascun dispositivo k_i deve essere compresa tra un valore minimo e un valore massimo di taglia della tecnologia i a cui è associato:

$$S_i^{\min} x_{i,k_i} \leq S_{i,k_i} \leq S_i^{\max} x_{i,k_i}, \quad k_i \leq K_i, \quad n_i = \sum_{k_i} x_{i,k_i}, \quad \forall i \quad (17)$$

dove x_{i,k_i} è una variabile decisionale binaria che assume valore pari a 1 se il dispositivo k_i è scelto nella configurazione di rete e n_i è il numero totale di dispositivi scelti nella configurazione di rete.

Come detto in precedenza, nello sviluppo dei modelli dei dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia, è stata considerata l'intera gamma di taglie disponibili sul mercato e si è tenuto conto della variazione delle loro caratteristiche con la taglia (efficienza, costi specifici di investimento e di esercizio e manutenzione). Solitamente, tali caratteristiche si comportano come funzioni non lineari della taglia, che, nell'ambito del modello sviluppato, è una variabile decisionale continua e ciò renderebbe il modello non lineare e difficilmente risolvibile. Per ovviare a tale problematica, l'intera gamma di taglie disponibile sul mercato è stata suddivisa in molteplici piccoli intervalli, così da considerare le caratteristiche del dispositivo energetico costanti con la taglia all'interno di ciascun intervallo. Ad esempio, facendo riferimento al cogeneratore con motore a combustione interna, la relativa taglia nell'intervallo l , deve essere compresa tra i valori minimo e massimo dell'intervallo stesso:

$$S_{CHP\ NGICE}^{\min,l} x_{k_{CHP\ NGICE}}^l \leq S_{k_{CHP\ NGICE}}^l \leq S_{CHP\ NGICE}^{\max,l} x_{k_{CHP\ NGICE}}^l, \quad \sum_l x_{k_{CHP\ NGICE}}^l \leq 1, \quad \forall l, \quad k_{CHP\ NGICE} \leq K_{CHP\ NGICE} \quad (18)$$

dove $S_{k_{CHP\ NGICE}}^l$ e $x_{k_{CHP\ NGICE}}^l$ sono definiti in maniera analoga all'Eq. (17) con specifico riferimento all'intervallo l . Inoltre, con riferimento all'Eq. (18), la somma delle variabili binarie $x_{k_{CHP\ NGICE}}^l$, nell'intervallo l , deve essere minore o uguale ad 1, assicurando, pertanto, che venga scelto al massimo un solo intervallo di taglie per ciascun dispositivo energetico.

3.4.2. Vincoli di bilancio

I vincoli di bilancio sono necessari per assicurare che i carichi assegnati del *cluster* di edifici siano soddisfatti. Con riferimento al bilancio elettrico, la somma del carico elettrico dell'utenza e dell'elettricità richiesta dalle pompe di calore, deve essere soddisfatta dall'elettricità fornita dai cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas, dai pannelli fotovoltaici, dall'elettricità di rete e dall'elettricità fornita dall'accumulo elettrico:

$$E_{d,hr}^e + \sum_{k_{ABP}} E_{k_{ABP},d,hr} = \sum_{k_{CHP\ NGICE}} E_{k_{CHP\ NGICE},d,hr} + \sum_{k_{CHP\ NGITG}} E_{k_{CHP\ NGITG},d,hr} + E_{PV,d,hr} + E_{GRID,d,hr} + E_{ES,d,hr}^{e,out} - E_{ES,d,hr}^{e,in}, \quad \forall d, hr \quad (19)$$

dove $E_{ES,d,hr}^{e,out}$ e $E_{ES,d,hr}^{e,in}$ sono rispettivamente la potenza elettrica di scaricamento e caricamento dell'accumulo elettrico.

Con riferimento al bilancio termico per l'acqua calda sanitaria, il relativo carico deve essere soddisfatto dall'energia termica recuperata dai cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas e dall'energia termica fornita dalle caldaie a gas e biomassa, dai collettori solari e dall'accumulo termico:

$$H_{d,hr}^{DHW} = \sum_{k_{CHPNGICE}} H_{k_{CHPNGICE},d,hr}^{DHW} + \sum_{k_{CHPNGMTG}} H_{k_{CHPNGMTG},d,hr}^{DHW} + \sum_{k_{NGSHU}} H_{k_{NGSHU},d,hr}^{DHW} + \sum_{k_{RISBUI}} H_{k_{RISBUI},d,hr}^{DHW} + H_{ST,d,hr} + H_{TES,d,hr}^{DHW,out} - H_{TES,d,hr}^{DHW,in}, \quad \forall d, hr \quad (20)$$

dove $H_{TES,d,hr}^{DHW,out}$ e $H_{TES,d,hr}^{DHW,in}$ sono rispettivamente la potenza termica di scaricamento e caricamento del sistema di accumulo. I bilanci termici per il riscaldamento e raffrescamento ambiente sono stati formulati in maniera simile.

3.4.3. Vincoli di funzionamento delle tecnologie

Il vincolo comune a tutti i dispositivi energetici della rete energetica è il vincolo di capacità, formulato di seguito per il cogeneratore con motore a combustione interna:

$$E_{k_{CHPNGICE}}^{\min} x_{k_{CHPNGICE},d,hr} \leq E_{k_{CHPNGICE},d,hr} \leq E_{k_{CHPNGICE}}^{\max} x_{k_{CHPNGICE},d,hr}, \quad \forall k_{CHPNGICE}, \quad \forall d, hr \quad (21)$$

Tale vincolo significa che, se il dispositivo energetico è in uso, ovvero la variabile decisionale binaria, $x_{k_{CHPNGICE},d,hr}$ è pari ad 1, la potenza elettrica erogata $E_{k_{CHPNGICE},d,hr}$, che è una variabile decisionale continua, deve essere compresa tra il carico minimo e la massima potenza erogabile, che dipendono dalla taglia del dispositivo stesso e sono stati formulati come:

$$E_{k_{CHPNGICE}}^{\min} = e_{k_{CHPNGICE}} \sum_l S_{k_{CHPNGICE}}^l, \quad E_{k_{CHPNGICE}}^{\max} = \sum_l S_{k_{CHPNGICE}}^l, \quad \forall k_{CHPNGICE} \quad (22)$$

dove $e_{k_{CHPNGICE}}$ è il carico minimo espresso in valore percentuale della taglia. Nell'Eq. (21) il prodotto di una variabile continua ed una binaria è stato linearizzato seguendo un approccio standard [16].

I vincoli aggiuntivi, legati al funzionamento di ciascuna delle tecnologie della rete energetica, sono presentati di seguito.

3.4.3.1. Vincoli di funzionamento dei cogeneratori

Entrambe le tipologie di cogeneratori della rete energetica sono composti da un *prime mover* utilizzato per soddisfare il carico elettrico e da recuperatori di calore che forniscono energia termica per i carichi termici di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente e per il carico di raffrescamento ambiente mediante l'utilizzo degli assorbitori.

Facendo riferimento al cogeneratore con motore a combustione interna, il vincolo di rampa è stato formulato come [7, 17, 18]:

$$DR_{k_{CHPNGICE}} \leq E_{k_{CHPNGICE},d,hr} - E_{k_{CHPNGICE},d,hr-1} \leq UR_{k_{CHPNGICE}}, \quad \forall k_{CHPNGICE}, \quad \forall d, hr \quad (23)$$

Tale vincolo limita la variazione della potenza elettrica totale erogata dal cogeneratore tra due *time-step* successivi, entro i rispettivi *Ramp-Down*, $DR_{k_{CHPNGICE}}$, e *Ramp-Up*, $UR_{k_{CHPNGICE}}$, entrambi espressi come variazione percentuale della taglia.

La portata volumetrica di gas naturale necessaria al cogeneratore, è stata formulata come:

$$G_{k_{CHPNGICE},d,hr} = E_{k_{CHPNGICE},d,hr} / \left(\eta_{e,k_{CHPNGICE}} LHV_{NG} \right), \quad \forall k_{CHPNGICE}, \quad \forall d, hr \quad (24)$$

dove LHV_{NG} è il potere calorifico inferiore del gas e $\eta_{e,k_{CHPNGICE}}$ è l'efficienza elettrica del cogeneratore, formulata come:

$$\eta_{e,k_{CHPNGICE}} = \sum_l x_{k_{CHPNGICE}}^l \eta_{e,k_{CHPNGICE}}^l, \forall k_{CHPNGICE} \quad (25)$$

dove $\eta_{e,k_{CHPNGICE}}^l$ è l'efficienza del cogeneratore nell'intervallo l .

La potenza termica recuperabile dal cogeneratore, $H_{k_{CHPNGICE},d,hr}$, è stata formulata come:

$$H_{k_{CHPNGICE},d,hr} = E_{k_{CHPNGICE},d,hr} \eta_{th,k_{CHPNGICE}} / \eta_{e,k_{CHPNGICE}}, \forall k_{CHPNGICE}, \forall d, hr \quad (26)$$

dove $\eta_{th,k_{CHPNGICE}}$ è l'efficienza termica del cogeneratore formulata come nell'Eq. (25). Tale potenza termica può essere suddivisa in tre aliquote, necessarie per il soddisfacimento del carico di acqua calda sanitaria, di riscaldamento e di raffreddamento ambiente:

$$H_{k_{CHPNGICE},d,hr} = H_{k_{CHPNGICE},d,hr}^{DHW} + H_{k_{CHPNGICE},d,hr}^{SH} + H_{k_{CHPNGICE},d,hr}^{SC}, \forall k_{CHPNGICE}, \forall d, hr \quad (27)$$

I vincoli di funzionamento del cogeneratore con micro-turbina a gas sono stati formulati in maniera simile.

3.4.3.2. Vincoli di funzionamento delle caldaie

Le caldaie a gas e biomassa possono essere utilizzare per soddisfare il carico di acqua calda sanitaria, il carico di riscaldamento ambiente e quello di raffreddamento ambiente mediante l'utilizzo degli assorbitori.

Con riferimento alla caldaia a gas, la portata volumetrica di gas naturale necessaria a fornire la potenza termica, $H_{k_{NGBoil},d,hr}$, è stata formulata come:

$$G_{k_{NGBoil},d,hr} = H_{k_{NGBoil},d,hr} / (\eta_{th,k_{NGBoil}} LHV_{NG}), \forall k_{NGBoil}, \forall d, hr \quad (28)$$

dove l'efficienza termica $\eta_{th,k_{NGBoil}}$ è stata formulata come nell'Eq. (25). La potenza termica erogata può essere suddivisa in tre aliquote, necessarie per il soddisfacimento del carico di acqua calda sanitaria, di riscaldamento e di raffreddamento ambiente:

$$H_{k_{NGBoil},d,hr} = H_{k_{NGBoil},d,hr}^{DHW} + H_{k_{NGBoil},d,hr}^{SH} + H_{k_{NGBoil},d,hr}^{SC}, \forall k_{NGBoil}, \forall d, hr \quad (29)$$

I vincoli di funzionamento della caldaia a biomassa sono stati formulati in maniera simile.

3.4.3.3. Vincoli di funzionamento dei pannelli fotovoltaici e dei collettori solari

I pannelli fotovoltaici e i collettori solari possono essere utilizzati per soddisfare rispettivamente il carico elettrico e il carico termico per l'acqua calda sanitaria.

Facendo riferimento ai pannelli fotovoltaici, la potenza elettrica fornita è stata formulata come [19, 20]:

$$E_{PV,d,hr} = A_{PV} \eta_{PV} I_{d,hr}, \forall d, hr \quad (30)$$

dove A_{PV} è l'area totale installata, η_{PV} è l'efficienza elettrica e $I_{d,hr}$ è l'irradianza solare oraria nel giorno d .

La potenza termica fornita dai collettori solari può essere formulata in maniera simile.

3.4.3.4. Vincoli di funzionamento degli assorbitori

Gli assorbitori possono essere utilizzati per soddisfare il carico di raffrescamento ambiente, alimentati dall'energia termica recuperata dai cogeneratori e dall'energia termica fornita dalle caldaie a gas e biomassa. La potenza frigorifera fornita dall'assorbitore, $C_{k_{Abs},d,hr}$, è stata formulata come:

$$C_{k_{Abs},d,hr} = \left(\sum_{k_{CHPNIGICE}} H_{k_{CHPNIGICE},d,hr}^{SC} + \sum_{k_{CHPNMGTO}} H_{k_{CHPNMGTO},d,hr}^{SC} + \sum_{k_{NGBOIL}} H_{k_{NGBOIL},d,hr}^{SC} + \sum_{k_{BIOBOIL}} H_{k_{BIOBOIL},d,hr}^{SC} \right) COP_{k_{Abs}}, \quad \forall k_{Abs}, \forall d, hr \quad (31)$$

dove il coefficiente di prestazione, $COP_{k_{Abs}}$, è stato formulato come nell'Eq. (25).

3.4.3.5. Vincoli di funzionamento delle pompe di calore reversibili

Le pompe di calore reversibili possono essere utilizzate per soddisfare il carico di riscaldamento e raffrescamento ambiente. Nella modalità riscaldamento, la potenza elettrica richiesta per fornire la potenza termica, $H_{k_{ASHP},d,hr}^{SH}$, è stata formulata come:

$$E_{k_{ASHP},d,hr}^{SH} = H_{k_{ASHP},d,hr}^{SH} / COP_{k_{ASHP}}^{SH}, \quad \forall k_{ASHP}, \forall d, hr \quad (32)$$

dove il coefficiente di prestazione, $COP_{k_{ASHP}}^{SH}$, è stato formulato come nell'Eq. (25). La potenza frigorifera fornita in modalità raffrescamento è stata formulata in maniera simile.

3.4.3.6. Vincoli di funzionamento dei sistemi di accumulo

Con riferimento ai sistemi di accumulo, l'energia accumulata all'inizio di ciascun intervallo temporale eguaglia quella accumulata e non dissipata durante l'intervallo di tempo precedente, in base ad un fattore di perdita, più il flusso energetico netto [7, 18, 21]. Con riferimento all'accumulo elettrico, tale vincolo è stato formulato come:

$$E_{ES,d,hr}^{e,sto} = E_{ES,d,hr-1}^{e,sto} (1 - \varphi_{ES}(D_t)) + (E_{ES,d,hr}^{e,in} - E_{ES,d,hr}^{e,out}) D_t, \quad \forall d, hr \quad (33)$$

dove $\varphi_{ES}(D_t)$ è il fattore di perdita dell'accumulo elettrico che tiene conto dell'energia dissipata nel *time-step* D_t . I vincoli per i sistemi di accumulo termico per acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente sono stati formulati in maniera simile.

3.5 Metodo di ottimizzazione

Con le due funzioni obiettivo (1) e (11), il modello di ottimizzazione presenta due funzioni obiettivo da minimizzare. Per la risoluzione del problema di ottimizzazione multi-obiettivo, è stato scelto il metodo della somma pesata. Tale metodo consente di convertire le due funzioni obiettivo in un'unica funzione obiettivo, formulata come:

$$F_{obj} = c\omega C_{TOT} + (1 - \omega) Ex_{in} \quad (34)$$

dove il peso ω indica la relativa importanza di ciascuna delle due funzioni obiettivo, mentre la costante c è un fattore di scala che consente di rendere le due funzioni obiettivo dello stesso ordine di grandezza. Imponendo $\omega = 1$, è possibile trovare la soluzione che minimizza il costo totale annuo, mentre, imponendo $\omega = 0$, è possibile trovare la soluzione che minimizza l'exergia primaria totale annua in input alla rete. Facendo, invece, variare il peso ω nell'intervallo $0 - 1$, è possibile trovare il fronte di Pareto, che include le possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed exergetico. Tale metodo, come ampliamento

discusso nel report relativo all'annualità precedente [22], risulta essere di facile implementazione ed è stato dimostrato che consente di trovare tutte le soluzioni appartenenti al fronte di Pareto nel caso di problemi convessi, in presenza di due sole funzioni obiettivo. Il problema di ottimizzazione è lineare ed include sia variabili binarie che continue ed è stato risolto mediante l'algoritmo del *branch-and-cut*, che è particolarmente efficiente per modelli di tipo MILP.

4 Caso studio

Durante la fase II della corrente annualità, il modello sviluppato e descritto al paragrafo 3, è stato implementato utilizzando il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V 12.6 e considerando un caso studio rappresentativo del settore residenziale Italiano, caratterizzato da un cluster di 30 edifici situati a Torino appartenente alla zona climatica E. L'ottimizzazione è stata effettuata con un *time-step* orario e, per ridurre il numero di variabili e la complessità del modello, sono state considerate 4 giornate rappresentative delle 4 stagioni dell'anno, seguendo l'approccio presentato in [21, 23, 24].

4.1 Dati di input del modello

4.1.1. Carichi del cluster di edifici

Per l'implementazione del modello, è stato assunto che ciascun edificio appartenente al *cluster* ha una superficie di 5000 m² e un fattore di forma *S/V* di 0,5 m⁻¹. In Figura 2 si mostrano i carichi orari elettrici e termici (acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente) con riferimento alle 4 giornate rappresentative, che sono stati costruiti seguendo l'approccio presentato in [25 - 27]. Nel dettaglio, l'intero anno è stato suddiviso in quattro stagioni in base alle caratteristiche della zona climatica di riferimento e del periodo stabilito per legge in cui è possibile accendere i sistemi di riscaldamento (da metà Aprile a metà Ottobre):

- Stagione fredda con 90 giorni corrispondenti al periodo Dicembre-Febbraio;
- Stagione fredda intermedia con 92 giorni corrispondenti ai periodi che vanno dal 15 Ottobre al 30 Novembre e dal 1 Marzo al 15 Aprile;
- Stagione calda intermedia con 91 giorni corrispondenti ai periodi che vanno dal 16 Aprile al 31 Marzo e dal 1 Settembre al 14 Ottobre;
- Stagione calda con 92 giorni corrispondenti al periodo Giugno-Agosto.

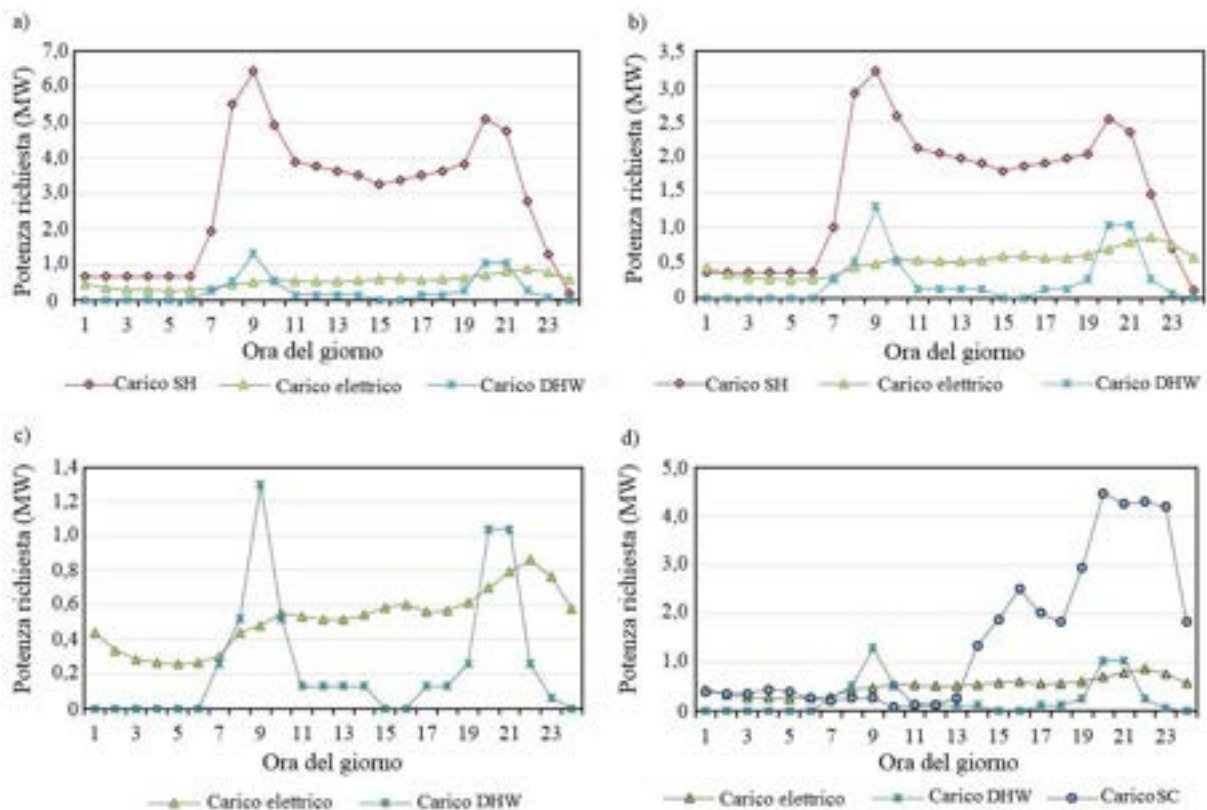


Figura 2. Carichi elettrici e termici orari del cluster di edifici con riferimento a: a) giornata rappresentativa della stagione fredda; b) giornata rappresentativa della stagione fredda intermedia; c) giornata rappresentativa della stagione calda intermedia; d) giornata rappresentativa della stagione calda

Sulla base di tale assunzione, si mostra in Tabella 1, la domanda energetica annua del *cluster* di edifici considerato, con riferimento a elettricità, acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente.

Tabella 1. Domanda energetica annua (MWh)

Stagione	Elettricità	Acqua calda sanitaria	Riscaldamento ambiente	Raffrescamento ambiente
Fredda	1114	544,3	6227	0
Fredda intermedia	1139	556,4	3378	0
Calda intermedia	1126	550,3	0	0
Calda	1139	556,4	0	3235

4.1.2. Profili di irradianza

I valori di irradianza orari per Torino sono stati ricavati sulla base di [28]. In particolare, i valori di irradianza orari su una superficie inclinata di 35° rispetto al piano orizzontale, sono stati valutati come la media dei valori medi orari nelle ore corrispondenti di tutti i giorni della relativa stagione. Si mostrano in Figura 3, i profili orari di irradianza con riferimento alle 4 giornate rappresentative considerate. L'area massima disponibile per l'installazione dei pannelli fotovoltaici e collettori solari è stata assunta pari a 5000 m²

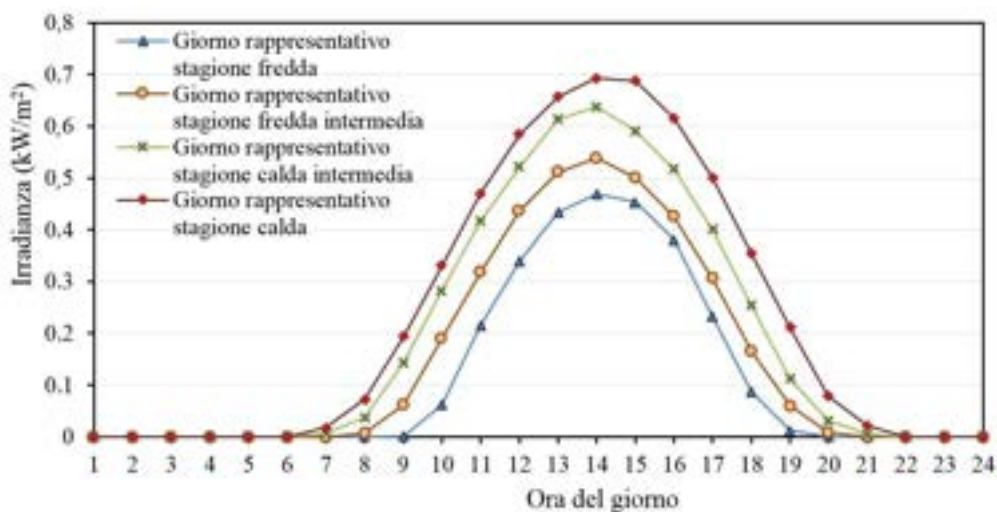


Figura 3. Profili orari di irradianza con riferimento alle 4 giornate rappresentative considerate

4.1.3. Prezzi e fattori exergetici dei vettori energetici in input alla rete energetica

Il prezzo dell'elettricità di rete è stato assunto pari a 0,15 €/kWh, mentre il prezzo del gas e della biomassa (pellet) è stato assunto pari rispettivamente a 0,477 €/Nm³ e 120 €/ton.

L'efficienza exergetica degli impianti di generazione elettrica è stata assunta pari a 0,40, con riferimento alla situazione Italiana relativa al mix energetico per la generazione elettrica e all'efficienza media degli impianti alimentati a fonti fossili [29, 30].

I fattori exergetici del gas e della biomassa sono stati assunti pari a rispettivamente 1,04 e 1,16 [13]. Infine, nella valutazione del fattore di Carnot nell'Eq. (14), la temperatura del fluido termovettore all'uscita dei collettori solari è stata assunta pari a 353,15 K.

4.1.4. Dati tecnici ed economici delle tecnologie

Per l'identificazione dei dati tecnici ed economici delle tecnologie, riportati in Tabella 2, è stata effettuata una dettagliata analisi di mercato [19, 31 - 41]. In particolare, la Tabella 2 riporta, per ciascuna tecnologia, la taglia minima e massima disponibile sul mercato, i costi specifici di investimento, i costi di esercizio e manutenzione, l'efficienza e la vita utile.

Per i cogeneratori con motore a combustione interna e micro-turbina a gas, tali caratteristiche variano significativamente con la taglia. Pertanto, l'intero range di taglie disponibili è stato suddiviso in piccoli intervalli, così come mostrato nelle Figure 4 e 5, con riferimento ai costi specifici di investimento e ai costi di esercizio e manutenzione, rispettivamente per i cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas [34, 36, 40].

Tabella 2. Dati tecnici ed economici delle tecnologie della rete energetica

Tecnologia	Range taglie (kW)	Costo specifico di investimento	Costi O&M (€/kWh)	Efficienza		Vita utile (anni)
				Elettrica	Termica	
CHP NG ICE	20 - 5000	840-1495 €/kW	0,008 - 0,023	0,28-0,41	0,40-0,68	20
CHP NG MTG	30 - 300	1630-2492 €/kW	0,011 - 0,019	0,26-0,32	0,44-0,52	20
Caldaia a gas	10-2000	100 €/kW	0,0014		0,9	15
Caldaia a biomassa	10-2000	400 €/kW	0,0027		0,85	15
PV	-	2000 €/kW _p	0,010		0,14	30
Solare termico	-	200 €/m ²	0,0057		0,6	15
Pompa di calore	10-5000	460 €/kW	0,0025		$COP^{SH}=3,5$ $COP^{SC}=3,0$	20
Assorbitore	10-5000	230-510 €/kW	0,0020		$COP=0,8$	20
Accumulo elettrico	-	350 €/kWh	0,005	$\varphi_{ES} = 0,25$		5
Accumulo termico	-	20 €/kWh	0,0012		$\varphi_{TES} = 0,05$	20

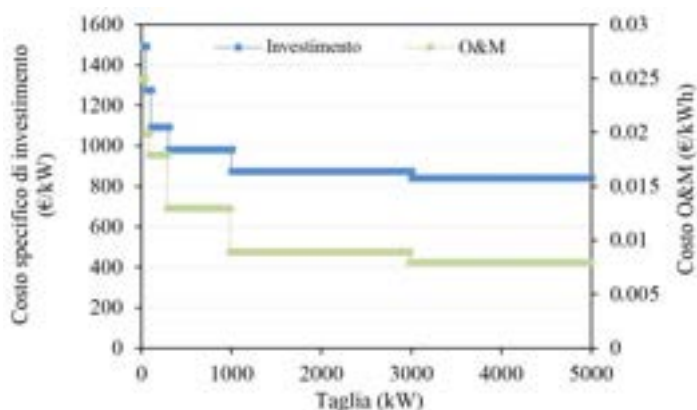


Figura 4. Costi specifici di investimento e costi di O&M vs. taglie per i cogeneratori con motori a combustione interna

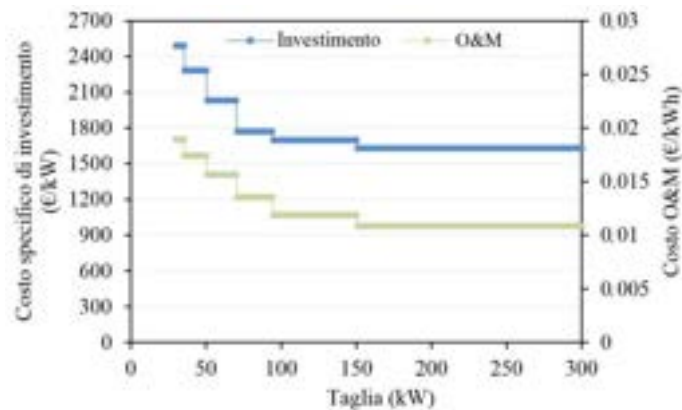


Figura 5. Costi specifici di investimento e costi di O&M vs. taglie per i cogeneratori con micro-turbine a gas

Si riportano, invece, nelle Figure 6 e 7, i valori assunti nei vari intervalli per le efficienze elettriche e termiche, rispettivamente per i cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas [34, 36, 40].

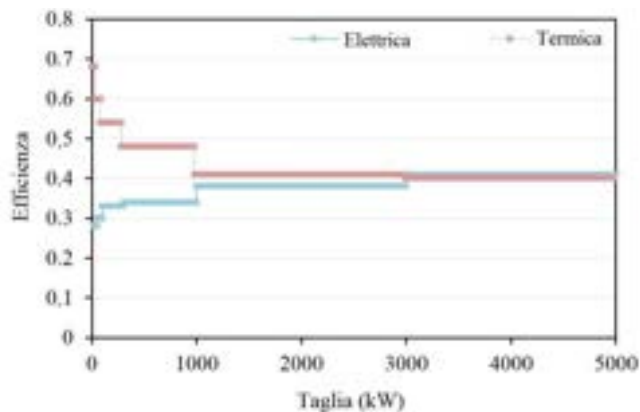


Figura 6. Efficienze elettriche e termiche vs. taglie per i cogeneratori con motori a combustione interna

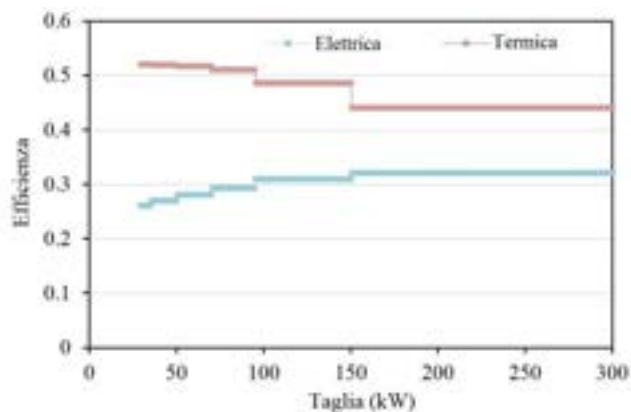


Figura 7. Efficienze elettriche e termiche vs. taglie per i cogeneratori con micro-turbine a gas

Anche per gli assorbitori mono-stadio, il costo specifico di investimento è soggetto ad una forte economia di scala e, pertanto, anche in questo caso, l'intero *range* di taglie disponibili è stato suddiviso in piccoli intervalli, così come mostrato in Figura 8 [36, 40]. Il coefficiente di prestazione e i costi di esercizio, invece, non risultano variare significativamente con la taglia e pertanto sono stati considerati costanti e pari al valore medio nell'intero *range* di taglie. La stessa assunzione è stata fatta per le caldaie a gas e biomassa e le pompe di calore [35, 37 – 39].

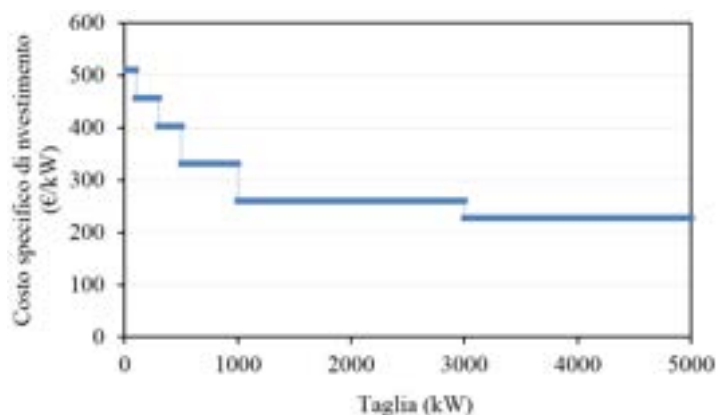


Figura 8. Costi specifici di investimento vs. taglie per gli assorbitori mono-stadio

Inoltre, è stato assunto che i sistemi di accumulo elettrico consistono in batterie piombo-acido [32] e che il massimo numero di dispositivi energetici associato a ciascuna tecnologia è pari a 2. Infine, per valutare il costo di investimento totale annualizzato, è stato assunto un tasso di interesse pari al 5%.

4.2 Risultati

4.2.1. Fronte di Pareto

Per il caso studio in esame, il modello di ottimizzazione comprende 50552 vincoli, 19065 variabili decisionali binarie, 4139 variabili decisionali di altro tipo e 121736 coefficienti diversi da zero. Il problema di ottimizzazione è stato risolto in circa 10 ore con un *mixed integer gap* pari a 0,15% utilizzando un PC con 2.60 GHz (2 processori multi-core) Intel® Xeon® E5 CPU con 32G di RAM.

Si mostra, in Figura 9, il fronte di Pareto ottenuto dalla risoluzione del problema di ottimizzazione. Il punto *a* è stato ottenuto nel caso di ottimizzazione exergetica, imponendo il valore del peso ω uguale a 0 e, in corrispondenza di tale punto, il costo totale annuo risulta pari a 1,508 M€, mentre l'exergia primaria totale annua in input alla rete risulta pari a 17,740 GWh. Il punto *b*, invece, è stato ottenuto nel caso di ottimizzazione economica, imponendo il valore del peso ω uguale a 1 e, in corrispondenza di tale punto, il costo totale annuo risulta pari a 1,273 M€, mentre l'exergia primaria totale annua in input alla rete risulta pari a 18,394 GWh. I punti interni del fronte di Pareto sono stati ottenuti suddividendo l'intervallo in cui può variare il peso ω in 10 punti equidistanti. Ogni punto del fronte di Pareto corrisponde ad una differente soluzione progettuale della rete in esame, ottimizzata secondo criteri economici ed exergetici.

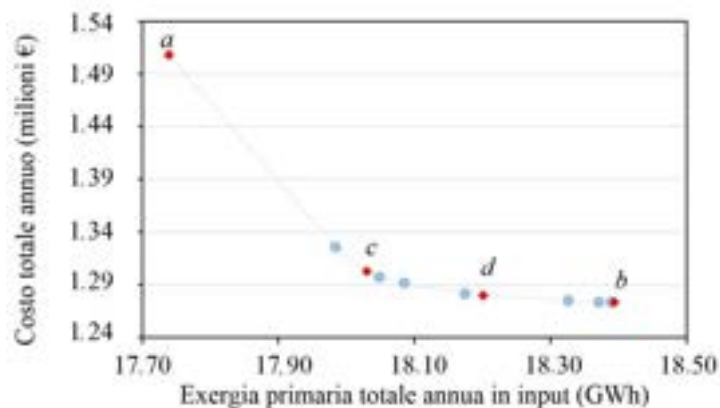


Figura 9. Fronte di Pareto ottenuto dalla risoluzione del problema di ottimizzazione multi-obiettivo

4.2.2. Configurazioni ottimizzate della rete energetica distribuita

Si riportano, in Tabella 3, le configurazioni ottimizzate e le performance economiche ed exergetiche della rete energetica distribuita in esame, ottenute in corrispondenza dei punti *a*, *b*, *c* e *d* sul fronte di Pareto. I punti *c* e *d* sono stati ottenuti con un valore del peso ω pari rispettivamente a 0,2 e 0,6. Pertanto il punto *c* è stato ottenuto imponendo un peso maggiore alla funzione obiettivo exergetica, mentre il punto *d* è stato ottenuto imponendo un peso maggiore alla funzione obiettivo economica.

Tabella 3. Soluzioni del problema di ottimizzazione con riferimento ai punti *a*, *b*, *c* e *d* del Fronte di Pareto

Soluzioni del problema di ottimizzazione		Punto <i>a</i> Ottimizzazione exergetica ($\omega = 0$)	Punto <i>c</i> Punto di trade-off ($\omega = 0,2$)	Punto <i>d</i> Punto di trade-off ($\omega = 0,6$)	Punto <i>b</i> Ottimizzazione economica ($\omega = 1$)
CHP NG ICE	Numero	2	2	2	2
	Taglie (MW _{el})	1,122 - 1,981	0,372 - 1,190	0,30 - 1,095	0,30 - 1,0
	Totale (MW _{el})	3,103	1,562	1,395	1,30
CHP NG MTG	Numero	2	0	0	0
	Taglie (MW _{el})	0,095 - 0,270	-	-	-
	Totale (MW _{el})	0,365	-	-	-
Caldaie a gas	Numero	0	0	1	2
	Taglie (MW _{th})	-	-	0,538	0,261 - 0,696
	Totale (MW _{th})	-	-	0,538	0,957
Caldaie a biomassa	Numero	0	0	0	0
	Taglie (MW _{th})	-	-	-	-
	Totale (MW _{th})	-	-	-	-
PV	Taglia (MW _{el})	0,446	0,452	0,485	0,485
	Area (m ²)	4593	4746	5000	5000
Solare termico	Taglia (MW _{th})	0,169	0,106	-	-
	Area (m ²)	407	254	-	-
Pompa di calore	Numero	2	2	2	2
	Taglie (MW _{th})	2,120 - 3,0	0,721 - 3,0	0,268 - 2,925	0,269 - 2,595
	Totale (MW _{th})	5,120	3,721	3,193	2,864
Assorbitori	Numero	2	1	1	1
	Taglie (MW _{th})	0,50 - 0,968	1,265	1,0	1,0
	Totale (MW _{th})	1,468	1,265	1,0	1,0
Accumulo elettrico	Capacità totale (MWh _{el})	0	0	0	0
Accumulo termico (DHW)	Capacità totale (MWh _{th})	1,062	1,670	1,906	2,093
Accumulo termico (SH)	Capacità totale (MWh _{th})	1,60	1,315	1,585	1,425
Accumulo termico (SC)	Capacità totale (MWh _{th})	0,182	0,485	1,233	1,976
Costo totale annuo (milioni €)		1,508	1,303	1,280	1,273
Exergia primaria totale annua in input (GWh)		17,740	18,030	18,326	18,394

Si nota che, nel caso di ottimizzazione exergetica (punto *a*), le capacità totali installate dei cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas sono massime tra le 4 configurazioni ottimizzate. Tale risultato evidenzia l'importanza di questa tecnologia per l'obiettivo exergetico, grazie alla possibilità di

recupero dell'energia termica per la domanda termica degli edifici, consentendo, di fatto, un uso efficiente della risorsa energetica in input, ottenuto mediante un maggiore sfruttamento del potenziale della risorsa stessa. In questa configurazione di rete, i cogeneratori con motori a combustione interna sono utilizzati per soddisfare i carichi elettrici di picco, mentre i cogeneratori con micro-turbine a gas sono utilizzati per soddisfare i carichi elettrici più bassi. All'aumentare del peso ω , ovvero all'aumentare del peso della funzione obiettivo economica rispetto a quella exergetica, si nota che la capacità totale installata dei cogeneratori con motori a combustione interna si riduce, mentre i cogeneratori con micro-turbine a gas non sono più selezionati nelle configurazioni ottimizzate. La scelta dei cogeneratori con motori a combustione interna, a discapito di quelli con micro-turbine a gas, è legata ai maggiori valori di efficienza totale e ai minori costi specifici di investimento e di O&M, che hanno un ruolo fondamentale nella riduzione del costo totale annuo. Inoltre, si nota che, nelle configurazioni ottimizzate ottenute all'aumentare del peso ω , vengono sempre selezionati un cogeneratore di taglia maggiore e uno di taglia minore, consentendo pertanto la quasi totale copertura del carico elettrico.

Con riferimento alle caldaie a gas, si nota che la capacità totale installata risulta essere massima nel caso di ottimizzazione economica, grazie ai bassi costi di investimento e di O&M di questa tecnologia. Al contrario, questa tecnologia non è proprio selezionata sia nel caso di ottimizzazione exergetica, sia in corrispondenza del punto *c*, in cui la funzione obiettivo exergetica ha un peso maggiore di quella economica. Questo risultato indica chiaramente che, il gas naturale, essendo una risorsa caratterizzata da un elevato livello di qualità dell'energia, non dovrebbe essere utilizzato per il soddisfacimento dei carichi termici, che sono invece caratterizzati da un basso livello di qualità dell'energia. Inoltre, si nota che le caldaie a biomassa non sono selezionate in nessuna delle configurazioni ottimizzate analizzate. L'assenza di questa tecnologia nel caso di ottimizzazione exergetica, evidenzia che l'analisi exergetica è un potente strumento per la progettazione di sistemi di approvvigionamento energetico più sostenibili, mostrando che, la biomassa, nonostante sia una fonte rinnovabile, è di fatto una risorsa energetica caratterizzata da un elevato livello di qualità dell'energia (con elevato potenziale) e non andrebbe pertanto utilizzata per usi termici negli edifici. Inoltre, tale risultato evidenzia anche l'importanza dell'ottimizzazione exergetica condotta nell'ambito di reti energetiche distribuite, in quanto la minimizzazione dell'exergia primaria in input con riferimento non solo alle fonti fossili, ma anche a quelle rinnovabili, promuove, di fatto, un uso efficiente di tutte le risorse energetiche, evidenziando, che, anche se rinnovabili, le risorse vanno utilizzate in modo efficiente in base al loro potenziale. Questo risultato risulta essere pienamente coerente con quelli ottenuti nell'*ECBCS - Annex 49 - Low Exergy Systems for High Performance Buildings and Communities* [1], dove, nel confronto condotto mediante analisi exergetica tra diversi dispositivi energetici, quali caldaie a gas, caldaie a biomassa e pompe di calore geotermiche, da utilizzare per il soddisfacimento della domanda termica degli edifici, è emerso che l'exergia primaria in input alla caldaia a biomassa risulta massima tra le tre opzioni considerate e, pertanto, non conveniente dal punto di vista exergetico, per il soddisfacimento della domanda termica.

Dall'analisi della Tabella 3, con riferimento ai pannelli fotovoltaici e ai collettori solari, si nota che l'intera area disponibile per l'installazione, supposta pari a 5000 m², risulta essere totalmente occupata in tutte le configurazioni ottimizzate. In particolare, nel caso di ottimizzazione economica, l'intera area disponibile risulta essere occupata dai pannelli fotovoltaici, evidenziando la convenienza di questa tecnologia per l'obiettivo economico, soprattutto grazie ai costi di investimento attualmente bassi. La taglia dei pannelli fotovoltaici si riduce al diminuire del peso ω , raggiungendo il valore minimo nel caso di ottimizzazione exergetica. In tal caso infatti, l'area disponibile risulta essere occupata anche dai collettori solari. In particolare, con riferimento ai collettori solari, l'area installata risulta essere massima nel caso di ottimizzazione exergetica e pari a 0 nel caso di ottimizzazione economica. Questo risultato evidenzia l'importanza di questa tecnologia per l'obiettivo exergetico, grazie al basso valore di exergia associata all'energia termica in output dai collettori solari, utilizzata per il soddisfacimento del carico termico per acqua calda sanitaria.

Con riferimento alle pompe di calore e agli assorbitori, si nota che le capacità totali installate aumentano al diminuire del peso ω , raggiungendo il valore massimo, per entrambe le tecnologie, nel caso di

ottimizzazione exergetica. Tale risultato evidenzia l'importanza di queste tecnologie per l'obiettivo exergetico, grazie all'elevata efficienza di conversione, nel caso della pompa di calore e alla possibilità di recupero dell'energia termica dal cogeneratore per il carico di raffrescamento, nel caso dell'assorbitore. All'aumentare del peso ω , le capacità totali installate sia delle pompe di calore che degli assorbitori si riducono, consentendo pertanto la riduzione del costo totale annuo.

L'accumulo elettrico (batterie piombo-acido) non è selezionato in nessuna delle configurazioni ottimizzate. L'assenza di questa tecnologia nel caso di ottimizzazione economica è principalmente dovuta agli elevati costi di investimento che la rendono non competitiva, mentre l'assenza nel caso di ottimizzazione exergetica è dovuta all'elevato fattore di perdita, φ_{ES} , associato a questa tecnologia. La capacità dell'accumulo termico per il raffrescamento ambiente aumenta significativamente all'aumentare del peso ω , raggiungendo il valore massimo nel caso di ottimizzazione economica. Questo risultato mostra chiaramente la convenienza economica dell'accumulo termico per il raffrescamento ambiente, la cui capacità è strettamente collegata alla taglia dell'assorbitore. Con maggiori capacità dell'accumulo, infatti, è necessaria una taglia inferiore dell'assorbitore, consentendo, di fatto, una riduzione del costo totale di investimento. La capacità dell'accumulo termico per acqua calda sanitaria risulta essere massima nel caso di ottimizzazione economica, mentre la capacità dell'accumulo termico per il riscaldamento ambiente non varia significativamente al variare del peso ω . A differenza di quanto avviene per l'accumulo termico per il raffrescamento ambiente, la cui capacità è strettamente collegata alla taglia degli assorbitori, le capacità dei sistemi di accumulo termico per acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente dipendono principalmente dalla quantità di energia termica recuperata dai cogeneratori e, pertanto, dipendono dalle strategie di funzionamento dei dispositivi energetici della rete, come verrà discusso al Paragrafo 4.2.4.

4.2.3. *Analisi comparativa economico/exergetica con un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale*

Nel seguito, si riporta l'analisi comparativa economico/exergetica tra la rete energetica distribuita con le configurazioni ottimizzate descritte al paragrafo 4.2.2 e un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale, mostrato in Figura 10. Con riferimento a tale sistema, l'elettricità di rete è utilizzata per il soddisfacimento del carico elettrico del cluster di edifici considerato, le caldaie a gas sono utilizzate per il soddisfacimento del carico termico per acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente e i chiller elettrici, alimentati dall'elettricità di rete, sono utilizzati per il soddisfacimento del carico di raffrescamento.

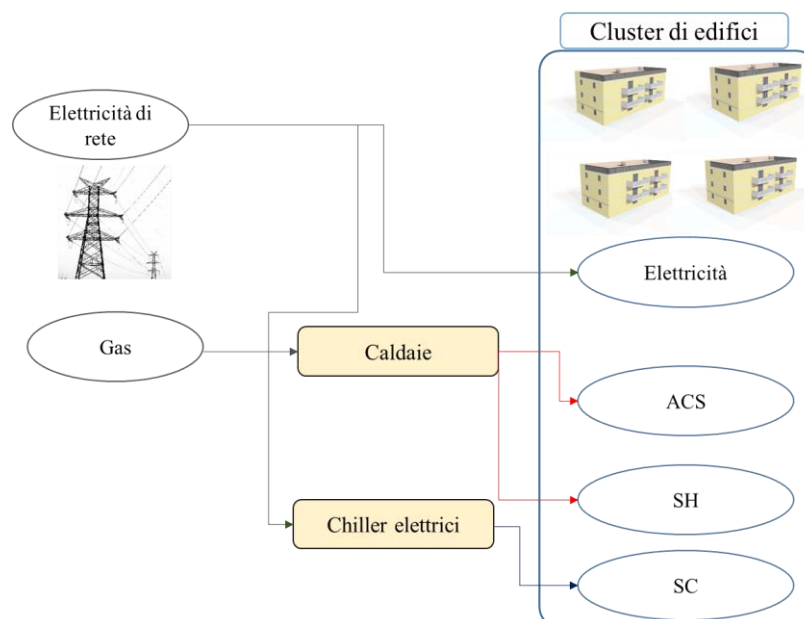


Figura 10. Sistema di approvvigionamento energetico utilizzato nell'analisi comparativa

Per tale tipologia di sistema, il costo totale annuo risulta essere pari a 1,914 M€ e l'exergia primaria totale annua in input al sistema risulta essere pari a 27,641 GWh. Si mostra, in Figura 11, la riduzione del costo totale annuo e dell'exergia primaria totale annua in input ottenuta per la rete energetica distribuita con le configurazioni ottimizzate in corrispondenza dei punti *a*, *b*, *c* e *d* del fronte di Pareto, rispetto al sistema di approvvigionamento energetico convenzionale considerato. La massima riduzione del costo totale annuo, pari al 33,5%, è ottenuta nel caso di ottimizzazione economica in corrispondenza del punto *b*. In corrispondenza di tale punto, si ottiene la minima riduzione dell'exergia primaria totale annua in input, pari al 33,5%. Al contrario, la massima riduzione dell'exergia primaria totale annua in input, pari al 35,8%, è ottenuta nel caso di ottimizzazione exergetica in corrispondenza del punto *a*. In corrispondenza di tale punto, si ottiene la minima riduzione del costo totale annuo, pari al 21,2%. Dal confronto con il sistema di approvvigionamento convenzionale, emerge pertanto che sia i costi totali annui che l'exergia primaria totale annua della rete energetica distribuita con le configurazioni ottimizzate, si riducono drasticamente, in un *range* che va dal 21% al 36%.

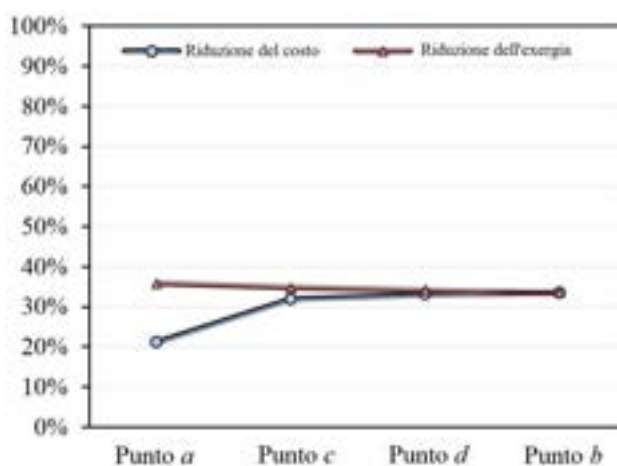


Figura 11. Riduzione del costo totale annuo e dell'exergia primaria totale annua in input ottenuta per la rete energetica distribuita con le configurazioni ottimizzate in corrispondenza dei punti *a*, *b*, *c* e *d* del fronte di Pareto, rispetto al sistema di approvvigionamento energetico convenzionale considerato

4.2.4. Strategie operative dei dispositivi energetici appartenenti alle configurazioni di rete nel caso di ottimizzazione economica ed exergetica

A ciascuna delle configurazioni di rete ottenute sul fronte di Pareto, corrispondono differenti strategie operative dei dispositivi energetici selezionati. Si mostra, in Figura 12, il confronto tra le strategie operative dei dispositivi energetici di rete nel caso di ottimizzazione exergetica (punto *a*) ed economica (punto *b*).

In particolare, in Figura 12a, si mostra, con riferimento alle 4 giornate rappresentative delle 4 stagioni dell'anno, l'energia elettrica totale prelevata dalla rete, l'energia elettrica totale fornita dai cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas e l'energia elettrica totale fornita dall'impianto fotovoltaico, per il soddisfacimento del carico elettrico totale, pari alla somma del carico elettrico del cluster di edifici e dell'energia elettrica richiesta dalle pompe di calore. Si nota che, sia nel caso di ottimizzazione exergetica che in quello di ottimizzazione economica, l'energia elettrica prelevata dalla rete risulta essere nettamente inferiore di quella fornita dai cogeneratori, evidenziando che questa tecnologia risulta essere conveniente per entrambi gli obiettivi exergetico ed economico. Inoltre, come già discusso al Paragrafo 4.2.2, i cogeneratori con micro-turbine a gas sono utilizzati solo nel caso di ottimizzazione exergetica e l'elettricità fornita risulta essere inferiore di quella fornita dai cogeneratori con motori a combustione interna, coerentemente con le maggiori taglie di questi ultimi. Con riferimento alla giornata rappresentativa della stagione calda intermedia, l'energia elettrica totale fornita dai cogeneratori risulta essere inferiore rispetto alle altre giornate rappresentative, sia nel caso di ottimizzazione exergetica che in

quello di ottimizzazione economica, dato che, in questo giorno, ci sono solo il carico elettrico e quello termico di acqua calda sanitaria da soddisfare. In particolare, sempre in questa giornata, nel caso di ottimizzazione exergetica, l'energia elettrica prelevata dalla rete è maggiore rispetto alle altre giornate rappresentative ed è anche maggiore dell'energia elettrica fornita dai cogeneratori. Ciò è principalmente dovuto al notevole contributo del solare termico per il soddisfacimento del carico termico per acqua calda sanitaria, così come mostrato in Figura 12b. Inoltre si nota che l'elettricità totale fornita dall'impianto fotovoltaico è maggiore nel caso di ottimizzazione economica, coerentemente con la taglia maggiore ottenuta nella configurazione ottimizzata, come discusso al Paragrafo 4.2.2.

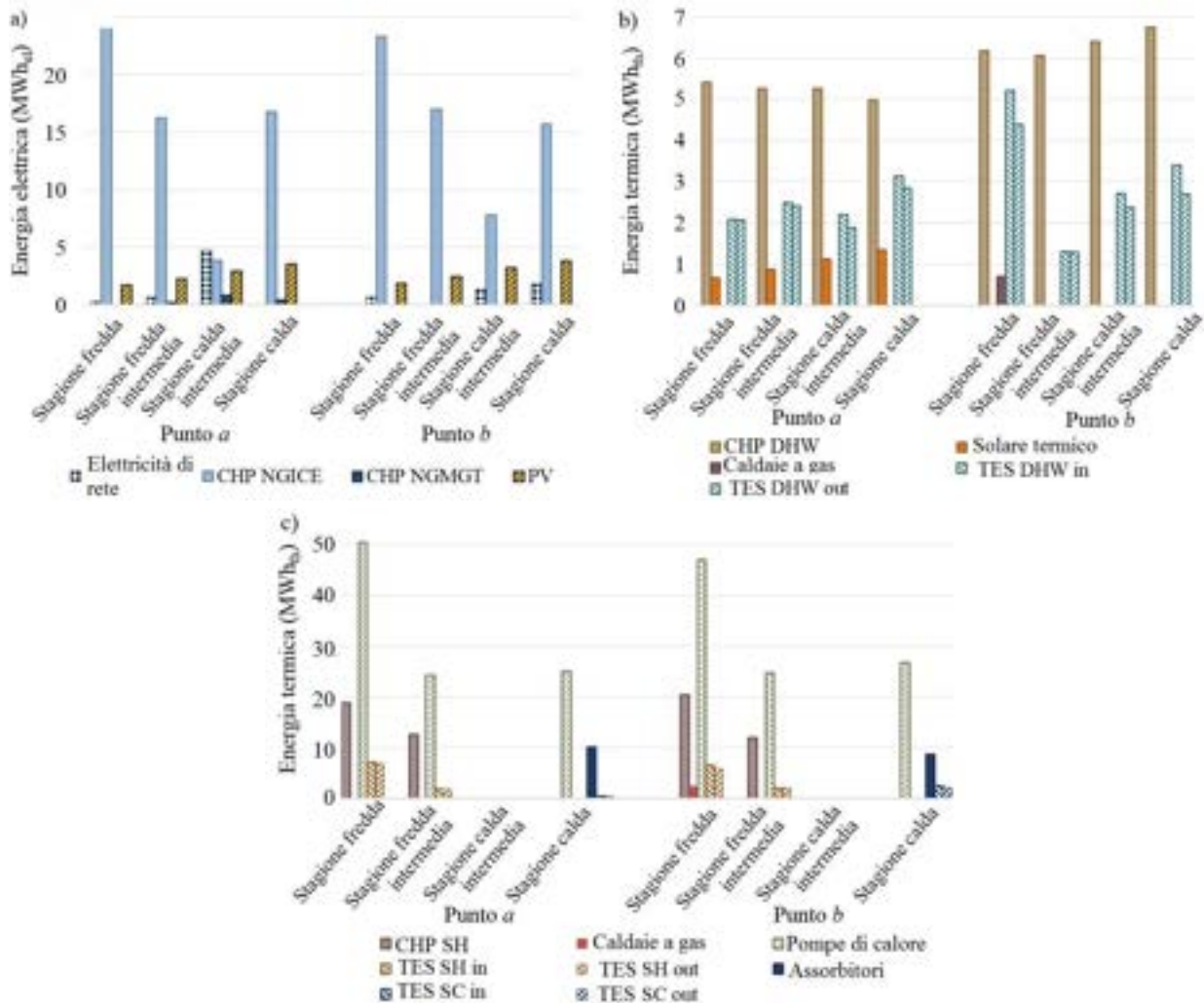


Figura 12. Strategie operative dei dispositivi energetici appartenenti alle configurazioni di rete nel caso di ottimizzazione exergetica ed economica con riferimento alle 4 giornate rappresentative delle 4 stagioni dell'anno per a) Carico elettrico, b) Carico di acqua calda sanitaria, c) Carico di riscaldamento e raffreddamento ambiente

In Figura 12b si mostra l'energia termica totale fornita dai cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas, dalle caldaie a gas, dai collettori solari e l'energia termica totale di caricamento e scaricamento dell'accumulo, per il soddisfacimento del carico di acqua calda sanitaria, con riferimento alle 4 giornate rappresentative delle 4 stagioni dell'anno. Si nota che, l'energia termica fornita dai cogeneratori è maggiore nel caso di ottimizzazione economica. Tale risultato è dovuto al fatto che, in assenza di solare termico, una maggiore quantità di energia termica recuperata dai cogeneratori viene utilizzata per il soddisfacimento del carico di acqua calda sanitaria. Le caldaie a gas sono utilizzate soltanto nel caso di

ottimizzazione economica come già discusso al Paragrafo 4.2.2. Per quanto riguarda l'accumulo termico, esso è più utilizzato nel caso di ottimizzazione economica, a causa della maggiore quantità di energia termica recuperata dai cogeneratori utilizzata per caricare il sistema di accumulo. Questo risultato giustifica la capacità maggiore dell'accumulo ottenuta nel caso di ottimizzazione economica rispetto a quella ottenuta nel caso di ottimizzazione exergetica, come mostrato in Tabella 3 al Paragrafo 4.2.2.

Infine, in Figura 12c, si mostra l'energia termica totale fornita dai cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas, dalle caldaie a gas, dalle pompe di calore, dagli assorbitori e l'energia termica totale di caricamento e scaricamento dei sistemi di accumulo, per il soddisfacimento del carico di riscaldamento e raffrescamento ambiente, con riferimento alle 4 giornate rappresentative delle 4 stagioni dell'anno. Con riferimento al riscaldamento ambiente, si nota che le pompe di calore sono principalmente utilizzate per il soddisfacimento del carico sia nel caso di ottimizzazione exergetica che in quello di ottimizzazione economica, evidenziando, pertanto, la convenienza di questa tecnologia sia per l'obiettivo exergetico che per quello economico. Le caldaie a gas sono utilizzate solo nel caso di ottimizzazione economica, analogamente al caso del carico di acqua calda sanitaria. Per quanto riguarda l'accumulo termico, la capacità maggiore ottenuta nel caso di ottimizzazione exergetica rispetto a quella ottenuta nel caso di ottimizzazione ambientale (Tabella 3), è dovuta al fatto che, con un maggiore utilizzo delle pompe di calore, una maggiore quantità di energia termica recuperata dai cogeneratori è utilizzata per il caricamento del sistema di accumulo termico. Con riferimento al raffrescamento ambiente, analogamente a quanto avviene per il riscaldamento ambiente, le pompe di calore sono principalmente utilizzate per il soddisfacimento del carico, sia nel caso di ottimizzazione exergetica che in quello di ottimizzazione economica. L'energia frigorifera fornita dagli assorbitori risulta essere maggiore nel caso di ottimizzazione exergetica, coerentemente con la maggiore capacità totale installata nella configurazione ottimizzata (Tabella 3). Per quanto riguarda l'accumulo termico, esso è molto più utilizzato nel caso di ottimizzazione economica, coerentemente con la maggiore capacità ottenuta nella configurazione ottimizzata (Tabella 3).

5 Analisi di sensitività

Durante la fase III della corrente annualità, è stata condotta un'analisi di sensitività per analizzare l'influenza di parametri chiave, quali prezzi dell'elettricità di rete e del gas, sulle soluzioni progettuali ottimali, nonché sulle performance economiche ed exergetiche della rete energetica distribuita.

Le strategie di funzionamento dei dispositivi energetici appartenenti alle configurazioni di rete dipendono dai prezzi dei vettori energetici in input, quali elettricità e gas naturale, che, pertanto, hanno un'influenza non trascurabile sulle soluzioni progettuali ottimali della rete energetica distribuita. Con la crescita del consumo energetico a livello mondiale, ci si aspetta, nei prossimi anni, anche un incremento dei prezzi dei vettori energetici. Nel modello di ottimizzazione multi-obiettivo descritto al Paragrafo 3, l'incidenza dell'incremento nel prezzo dei vettori energetici sulle soluzioni progettuali di rete, è massima nel caso di ottimizzazione economica, mentre è nulla nel caso di ottimizzazione exergetica. Pertanto, si riporta di seguito, l'analisi di sensitività condotta nel caso di ottimizzazione economica considerando un incremento del prezzo dell'elettricità di rete e del gas naturale del 25% fino al 100% rispetto ai valori utilizzati nel caso studio iniziale descritto al Paragrafo 4.

5.1 Sensitività del modello al prezzo dell'elettricità di rete nel caso di ottimizzazione economica

Si mostrano, in Figura 13, i risultati ottenuti per un incremento del prezzo dell'elettricità di rete del 25% fino al 100% rispetto al valore utilizzato nel caso studio iniziale, pari a 0,15 €/kWh.

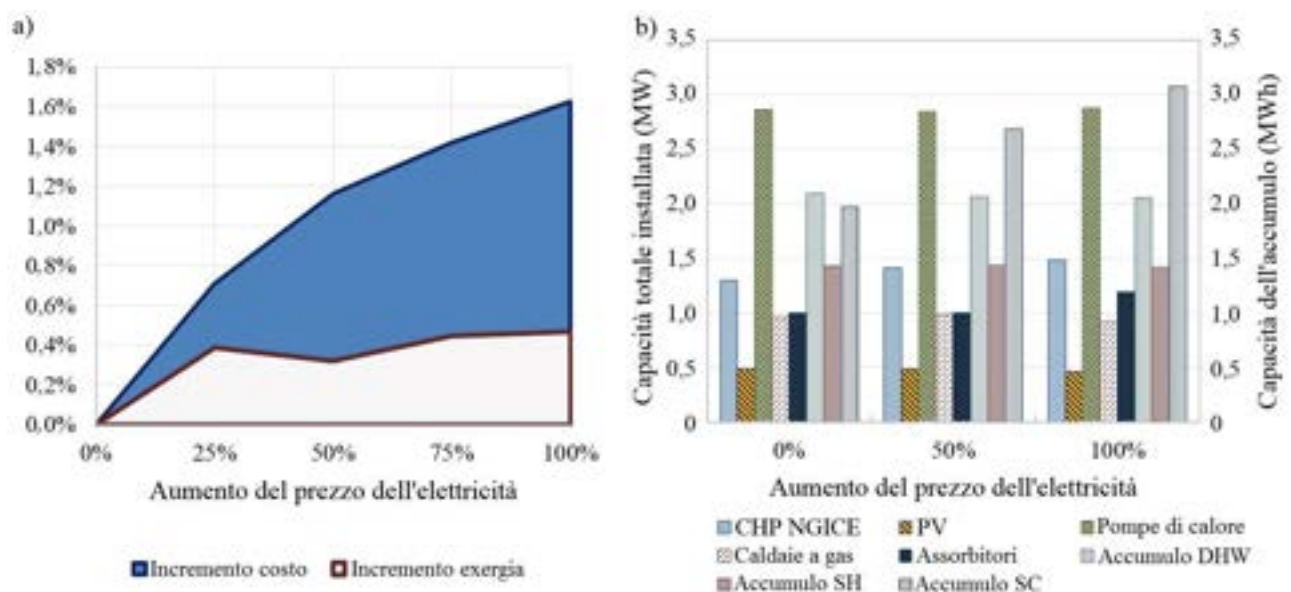


Figura 13. a) Performance economiche ed exergetiche delle configurazioni ottimizzate di rete nel caso di ottimizzazione economica per un incremento del prezzo dell'elettricità di rete del 25% fino al 100% rispetto al valore iniziale; b) Capacità totali installate dei dispositivi energetici appartenenti alle configurazioni di rete per vari aumenti del prezzo dell'elettricità di rete

In Figura 13a, si mostra l'incremento del costo totale annuo e dell'exergetia primaria totale annua in input alla rete, rispetto ai valori ottenuti nel caso studio iniziale. Si può notare che l'effetto dell'incremento del prezzo dell'elettricità di rete risulta essere maggiore sulle performance economiche della rete energetica. Quando il prezzo dell'elettricità di rete è pari al doppio di quello iniziale, il costo totale annuo aumenta di circa l'1,63%, mentre l'exergetia primaria in input alla rete aumenta dello 0,47%. Quest'aumento così poco

significativo è dovuto al fatto che, nel caso iniziale, per il soddisfacimento del carico elettrico, l'elettricità di rete è molto meno utilizzata rispetto ai cogeneratori, come discusso al Paragrafo 4.2.4.

Con riferimento alla Figura 13b, si nota che, all'aumentare del prezzo dell'elettricità di rete, la capacità totale installata dei cogeneratori con motori a combustione interna aumenta, diventando sempre più convenienti, dal punto di vista economico, per il soddisfacimento del carico elettrico. Analogamente al caso iniziale, anche con valori più elevati del prezzo di elettricità di rete, i cogeneratori con micro-turbine a gas non sono selezionati nella configurazione ottimizzata. Inoltre, si nota che, all'aumentare del prezzo dell'elettricità di rete, la taglia dell'impianto fotovoltaico si riduce leggermente, a causa della maggiore capacità installata dei cogeneratori utilizzati per soddisfare il carico elettrico. Il solare termico, invece, non è mai selezionato nella configurazione di rete, come nel caso iniziale.

La capacità totale installata delle pompe di calore e delle caldaie a gas resta pressoché invariata all'aumentare del prezzo dell'elettricità di rete. Tuttavia, la capacità totale di pompe di calore è massima quando il prezzo dell'elettricità è pari al doppio di quello iniziale, grazie all'elevata efficienza di conversione, che le rende comunque più convenienti delle caldaie a gas. Per quanto riguarda gli assorbitori, si nota che la capacità totale installata è massima quando il prezzo dell'elettricità è pari al doppio di quello iniziale. Ciò è principalmente dovuto al maggiore utilizzo dei cogeneratori, con una conseguente maggiore quantità di energia termica recuperata ed utilizzata per il carico di raffrescamento ambiente. Questo risultato giustifica anche l'incremento significativo della capacità dell'accumulo termico per il raffrescamento ambiente che si verifica nel caso in cui il prezzo dell'elettricità è pari al doppio di quello iniziale.

Come già detto in precedenza, l'effetto dell'aumento del prezzo dell'elettricità di rete sulle performance exergetiche è trascurabile. Tuttavia, il leggero aumento dell'exergia primaria totale annua in input alla rete è principalmente dovuto al minore utilizzo dei pannelli fotovoltaici sostituiti dai cogeneratori alimentati a gas naturale, per il soddisfacimento del carico elettrico. Questo risultato evidenzia l'importanza del fotovoltaico per l'obiettivo exergetico, mostrando che l'utilizzo dell'elettricità fornita dai pannelli fotovoltaici per il soddisfacimento della domanda elettrica caratterizzata da un elevato livello di qualità dell'energia, rappresenta una soluzione migliore rispetto alla combustione del gas naturale.

5.2 *Sensitività del modello al prezzo del gas naturale nel caso di ottimizzazione economica*

Si mostrano, in Figura 14, i risultati ottenuti per un incremento del prezzo del gas naturale del 25% fino al 100% rispetto al valore utilizzato nel caso studio iniziale, pari a 0,477 €/Nm³.

In Figura 14a, si mostra l'incremento del costo totale annuo e dell'exergia primaria totale annua in input alla rete, rispetto ai valori ottenuti nel caso studio iniziale. Innanzitutto, si nota che, a differenza di quanto avviene per il prezzo dell'elettricità di rete, l'effetto dell'incremento del prezzo del gas naturale sulle performance economiche ed exergetiche della rete è significativo. Quando infatti il prezzo del gas è pari al doppio di quello iniziale, il costo totale annuo e l'exergia primaria totale annua in input alla rete, aumentano rispettivamente del 22,6 % e 33,5% rispetto al caso studio iniziale. Tale risultato è dovuto al fatto che, con riferimento all'ottimizzazione economica, nel caso studio iniziale, il gas naturale risulta essere il vettore energetico più utilizzato per l'alimentazione dei cogeneratori e delle caldaie a gas, come discusso al Paragrafo 4.2.4.

Con riferimento alla Figura 14b, si nota che, all'aumentare del prezzo del gas, la capacità totale installata dei cogeneratori con motori a combustione interna si riduce drasticamente, raggiungendo il valore minimo quando il prezzo del gas è pari al doppio di quello iniziale. Lo stesso avviene per le caldaie a gas, anche se la riduzione della capacità totale installata non è così significativa come nel caso dei cogeneratori. Tale risultato è dovuto al fatto che, all'aumentare del prezzo del gas, l'elettricità di rete diventa molto più conveniente dei cogeneratori per il soddisfacimento del carico elettrico, a causa degli elevati costi di investimento. Al contrario, le caldaie a gas, nonostante l'incremento del prezzo del gas, risultano comunque convenienti, dal punto di vista economico, per il soddisfacimento del carico termico, essendo caratterizzate da bassi costi di investimento. Si nota però che, all'aumentare del prezzo del gas, le caldaie a biomassa

diventano più convenienti di quelle a gas e sono pertanto selezionate nelle configurazioni di rete nonostante i costi di investimento più elevati.

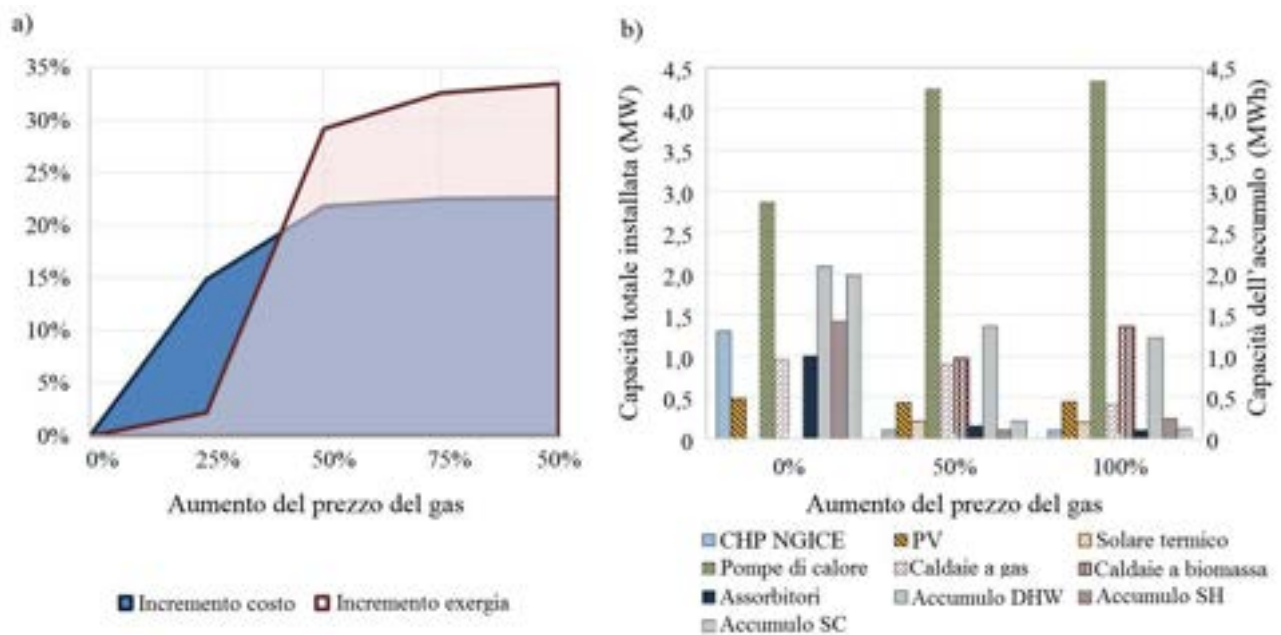


Figura 14. a) Performance economiche ed exergetiche delle configurazioni ottimizzate di rete nel caso di ottimizzazione economica per un incremento del prezzo del gas del 25% fino al 100% rispetto al valore iniziale; b) Capacità totali installate dei dispositivi energetici appartenenti alle configurazioni di rete per vari aumenti del prezzo del gas

All'aumentare del prezzo del gas, la taglia dell'impianto fotovoltaico si riduce e l'area disponibile è occupata anche dai collettori solari, utilizzati per il soddisfacimento del carico termico di acqua calda sanitaria. Con riferimento alle pompe di calore, la capacità totale installata aumenta significativamente all'aumentare del prezzo del gas, a causa della forte riduzione di energia termica resa disponibile dai cogeneratori per il soddisfacimento dei carichi di riscaldamento e raffrescamento ambiente. Ciò giustifica anche la significativa riduzione della capacità totale installata degli assorbitori nonché dei sistemi di accumulo termico.

La drammatica riduzione nell'utilizzo dei cogeneratori è uno dei maggiori fattori che causa il significativo aumento dell'exergia primaria totale annua in input alla rete che si verifica per incrementi del prezzo del gas superiori al 25% di quello iniziale. Questo risultato evidenzia l'importanza del recupero dell'energia termica dai cogeneratori per l'obiettivo exergetico, dato che, in loro assenza, altri dispositivi energetici, quali caldaie a gas e a biomassa, sono utilizzati per il soddisfacimento dei carichi termici del cluster di edifici, causando un elevato spreco di risorse caratterizzate da un elevato livello di qualità dell'energia. Un altro fattore che causa il significativo aumento dell'exergia primaria totale annua in input alla rete è l'utilizzo della biomassa per il soddisfacimento dei carichi termici del cluster di edifici. Come già discusso al Paragrafo 4.2.2, la biomassa, nonostante sia una fonte rinnovabile, è di fatto una risorsa energetica caratterizzata da un elevato livello di qualità dell'energia (con elevato potenziale) e non andrebbe pertanto utilizzata per usi termici negli edifici.

6 Implementazione del modello di ottimizzazione ad un caso studio sperimentale

Durante fase IV della corrente annualità, il modello di ottimizzazione sviluppato e descritto al Paragrafo 3, è stato implementato per effettuare l'ottimizzazione operativa di un sistema cogenerativo con accumulo termico per una casa monofamiliare, simulato sperimentalmente mediante uno degli impianti del laboratorio prove accumulo termico del CR ENEA Portici. Più avanti sono mostrati i risultati sperimentali ottenuti dall'implementazione della schedula operativa ottimizzata mediante il modello di ottimizzazione, considerando soltanto la funzione obiettivo economica, ovvero la differenza tra i costi relativi al consumo di gas naturale e di elettricità e i ricavi ottenuti per la vendita dell'elettricità immessa in rete.

6.1 Caratteristiche dell'utenza e del sistema di cogenerazione simulato

In questa fase dell'attività di ricerca si è provveduto inizialmente a selezionare l'utenza residenziale italiana, ovvero i carichi termici da simulare mediante l'impianto sperimentale. L'utenza considerata è stata selezionata al fine di simulare sperimentalmente carichi termici reali e non in scala ridotta, tenendo conto ovviamente dei vincoli economici del progetto. Pertanto, è stata considerata l'utenza domestica rappresentata da una casa monofamiliare, caratterizzata da una superficie utile di 200 m², da un fattore di forma di 0,9 m⁻¹, e situata nella zona climatica E.

I profili orari dei carichi termici ed elettrici impiegati per le simulazioni sono relativi ad una giornata tipo del mese di gennaio, e sono stati calcolati mediante lo stesso approccio utilizzato nel lavoro di Mongibello et al. [25]. In particolare, i profili orari dei carichi sono stati ricavati considerando una domanda termica annuale per il riscaldamento ambientale pari a 68 kWh/m²/anno, una domanda termica annuale di acqua calda sanitaria di 15 kWh/m²/anno, e una domanda elettrica annuale, relativa ai consumi elettrici di tipo domestico ad esclusione di quelli per il condizionamento estivo, pari a 18 kWh/m²/anno. Essi sono mostrati in Figura 15.

Il sistema di cogenerazione simulato consiste in un *prime mover* rappresentato da motore a combustione interna alimentato a gas naturale, una caldaia ausiliaria alimentata a gas naturale, e un sistema di accumulo termico. La Tabella 4 mostra le caratteristiche tecniche dei dispositivi simulati.

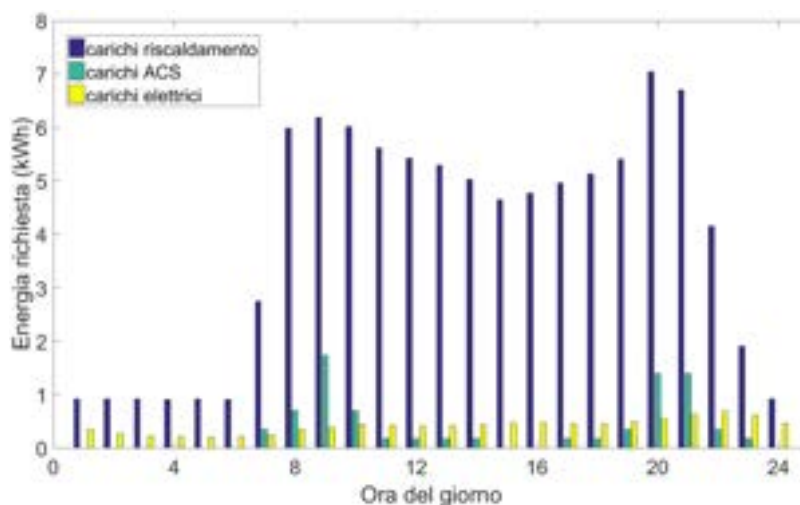


Figura 15. Carichi termici ed elettrici orari della casa monofamiliare per una giornata tipo del mese di gennaio

Tabella 4. Caratteristiche dei dispositivi simulati

Tecnologia	Taglia	Efficienza	
		Elettrica	Termica
Cogeneratore	10,8 kW _t ; 4,55 kW _e	0,286	0,679
Caldaia a gas	10,8 kW		0,80
Sistema di accumulo	20 kWh		

Per quanto riguarda i costi dei vettori energetici, il costo del gas naturale è stato fissato a 0,85 €/Sm³, ovvero 0,77 €/Sm³ se consumato in assetto cogenerativo per effetto dello sconto sull'accisa, ed il prezzo d'acquisto dell'elettricità di rete pari a 0,17 €/kWh. Il valore economico dell'elettricità prodotta e immessa in rete è stato considerato variabile durante la giornata. La Figura 16 mostra l'andamento orario del prezzo di vendita dell'elettricità, calcolato utilizzando i dati del mercato del giorno prima del 2014, e mediando i dati relativi alle stesse ore del giorno per tutto il mese di gennaio.

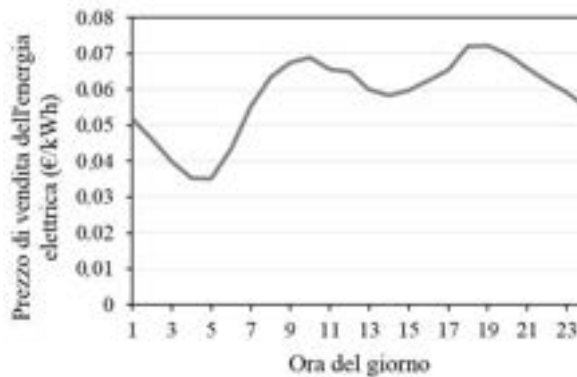


Figura 16. Andamento orario del prezzo di vendita dell'energia elettrica

6.2 Descrizione del modello di ottimizzazione implementato al caso studio sperimentale

Si riporta, in Figura 17, lo schema rappresentativo del modello dell'impianto sperimentale, utilizzato per l'ottimizzazione operativa, con riferimento al caso simulato sperimentalmente.

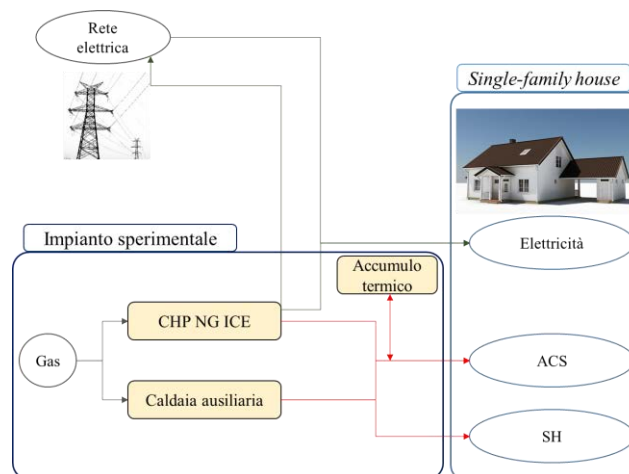


Figura 17. Schema del modello dell'impianto sperimentale utilizzato per l'ottimizzazione operativa

Nello schema in esame, il cogeneratore e l'elettricità di rete sono utilizzati per soddisfare il carico elettrico dell'utenza, considerando che l'elettricità fornita dal cogeneratore può essere sia utilizzata per l'autoconsumo che immessa in rete. Per soddisfare il carico termico di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente, possono essere utilizzati il cogeneratore, la caldaia a gas ausiliaria e l'accumulo termico. L'ottimizzazione della schedula di funzionamento è giornaliera ed è stata condotta su più giorni consecutivi, caratterizzati dagli stessi dati di input, con lo scopo di trovare una soluzione periodica da validare sperimentalmente. Pertanto, la funzione obiettivo economica è stata formulata come la somma delle funzioni obiettivo giornaliere. Le equazioni mostrate di seguito fanno riferimento ad un solo giorno.

Come evince dallo schema mostrato in Figura 17, l'energia elettrica fornita dal cogeneratore può essere sia utilizzata per l'autoconsumo che immessa in rete. La funzione obiettivo economica rappresenta, pertanto, il costo totale netto del sistema da minimizzare, formulata come:

$$C_{NET,TOT} = C_{FUEL} + C_{GRID} - R_{GRID}^{SELL} \quad (36)$$

dove C_{FUEL} fa riferimento solo al cogeneratore e alla caldaia a gas ausiliaria e R_{GRID}^{SELL} rappresenta il ricavo associato alla vendita dell'energia elettrica del cogeneratore, formulato come:

$$R_{GRID}^{SELL} = \sum_{hr} P_{e,hr}^{SELL} E_{CHPNGICE,hr}^{SELL} D_t \quad (37)$$

dove $P_{e,hr}^{SELL}$ rappresenta il prezzo di vendita variabile nel tempo dell'energia elettrica immessa in rete, mentre $E_{CHPNGICE,hr}^{SELL}$ rappresenta l'aliquota di potenza elettrica del cogeneratore immessa in rete.

Essendo il modello finalizzato all'ottimizzazione della schedula oraria di funzionamento dell'impianto, i vincoli da considerare sono solo quelli di bilancio e quelli di funzionamento delle tecnologie (cogeneratori e caldaie a gas), descritti rispettivamente ai Paragrafi 3.4.2 e 3.4.3. Con riferimento ai vincoli di funzionamento per il cogeneratore, nel caso sperimentale, non è previsto il funzionamento a carico parziale. Pertanto, il vincolo di capacità definito all'Eq. (21) è stato modificato come di seguito:

$$H_{CHPNGICE,hr} = H_{CHPNGICE}^{max} x_{CHPNGICE,hr}, \quad \forall hr \quad (38)$$

dove $H_{CHPNGICE,hr}$ è la potenza termica fornita, che è una variabile decisionale continua e $H_{CHPNGICE}^{max}$ rappresenta la massima potenza termica erogabile. La potenza elettrica fornita dal cogeneratore, $E_{CHPNGICE,hr}$, è una variabile decisionale dipendente del problema di ottimizzazione, formulata come:

$$E_{CHPNGICE,hr} = H_{CHPNGICE,hr} \eta_{e,CHPNGICE} / \eta_{th,CHPNGICE}, \quad \forall hr \quad (39)$$

dove la potenza elettrica fornita dal cogeneratore è pari alla somma della potenza elettrica utilizzata per l'autoconsumo e la potenza elettrica immessa in rete, che sono entrambe variabili decisionali del problema:

$$E_{CHPNGICE,hr} = E_{CHPNGICE,hr}^{SELF} + E_{CHPNGICE,hr}^{SELL}, \quad \forall hr \quad (40)$$

Con riferimento ai vincoli di bilancio, per tener conto delle perdite dell'impianto, l'Eq. (20), che fa riferimento al carico di acqua calda sanitaria, è stata modificata come di seguito:

$$H_{hr}^{DHW} = (H_{CHPNGICE,hr}^{DHW} + H_{NGboil,hr}^{DHW}) (1 - \varphi_{pipe}) + H_{TES,hr}^{DHW,out} - H_{TES,hr}^{DHW,in}, \quad \forall hr \quad (41)$$

dove φ_{pipe} è il fattore di perdita dell'impianto sperimentale. Il bilancio termico per il riscaldamento ambiente è stato formulato in maniera simile. I dati in input al modello di ottimizzazione, relativi ai carichi, alle caratteristiche dei dispositivi, ai costi dei vettori energetici, e al prezzo dell'energia immessa in rete, sono quelli riportati nel paragrafo 6.1, mentre l'output è rappresentato dalla schedula oraria di

funzionamento dell'impianto ottimizzata, e dai vari termini che compongono il bilancio energetico termico, quello elettrico, ed il bilancio economico relativi alla schedula oraria ottimizzata.

6.3 Descrizione dell'impianto indoor e delle prove sperimentali

La Figura 18 mostra una foto dell'impianto utilizzato per l'implementazione sperimentale della schedula ottimizzata risultante dal modello di ottimizzazione applicato al caso studio sperimentale descritto nel paragrafo 6.1. Tale impianto è stato progettato e realizzato per la validazione sperimentale di modelli per la simulazione numerica di sistemi di accumulo termico innovativi basati sull'utilizzo di acqua e PCM (*Phase Change Materials*) come materiali di accumulo termico.

La Figura 19 mostra il sistema di accumulo termico, che consiste in un serbatoio commerciale cilindrico isolato termicamente alto 1,27 m, con un diametro interno di 0,65 m, e una capacità totale di circa 420 litri. Esso è equipaggiato con due scambiatori di calore a serpentina da 1", ognuno con un'area di scambio termico di circa 2 m², e con 9 termocoppie con le giunzioni calde uniformemente distribuite lungo l'asse del serbatoio. Nella presente applicazione, si è usata soltanto l'acqua come materiale di accumulo termico. La serpentina inferiore del serbatoio di accumulo è collegata al circuito termico in cui è presente il generatore di calore, mentre la serpentina superiore è collegata al circuito dell'utilizzatore, ovvero al circuito in cui è presente uno scambiatore di calore che consente di simulare i carichi termici per il riscaldamento ambientale. Per entrambi i circuiti, il fluido termovettore utilizzato è l'acqua.



Figura 18. Impianto sperimentale utilizzato per l'implementazione del modello di ottimizzazione



Figura 19. Serbatoio di accumulo termico

Le Figure 20 e 21 mostrano, rispettivamente, il layout del circuito del generatore e quello dell'utilizzatore. Relativamente al circuito del generatore, il componente principale è rappresentato dal riscaldatore elettrico (*heater*), in grado di trasferire al fluido termovettore fino a 24 kW @ 420 V (15 kW @ 380 V) di potenza termica. Le Figure 22 e 23 mostrano rispettivamente il riscaldatore elettrico, ed il termoregolatore utilizzato per la regolazione della temperatura all'uscita del riscaldatore elettrico, ovvero della potenza termica trasferita al fluido termovettore. La pompa del circuito del generatore è collegata ad un inverter per la regolazione della portata. Per quanto riguarda il circuito dell'utilizzatore, il componente principale è rappresentato dallo scambiatore di calore aria-acqua a tubi alettati, in grado di dissipare fino a 15 kW di potenza termica, di cui la Figura 24 mostra una foto. La potenza dissipata dallo scambiatore è controllata variando la velocità di rotazione della ventola. Anche la pompa del circuito dell'utilizzatore è collegata ad un inverter per la regolazione della portata. Per quanto concerne la simulazione del carico relativo alle utenze di acqua calda sanitaria, questa viene effettuata variando la portata di scaricamento del serbatoio di accumulo termico tramite la valvola modulante VM1. Le portate del fluido termovettore nei due circuiti e quella di scaricamento del serbatoio sono misurate tramite sensori a pressione differenziale con un'accuratezza pari al $\pm 5\%$ del valore misurato, mentre tutte le temperature sono misurate con termocoppie di tipo T classe 1, con un'accuratezza pari a $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. L'acquisizione delle misure e la variazione dei parametri controllati sono state effettuate con moduli NI montati su un controller NI cRIO. All'uopo sono state sviluppati due applicativi software, uno sviluppato in ambiente Labview ed installato sul controller, e con il compito di comunicare con il controller, l'altro sviluppato in ambiente Matlab ed installato su una workstation client, utilizzato per l'analisi real-time dei dati sperimentali ed il calcolo dei valori di set-point dei parametri controllati. I due applicativi comunicano tra di loro mediante un protocollo TCP/IP. I valori di set-point di tutti i parametri controllati e variabili sono calcolati mediante controllori PID.

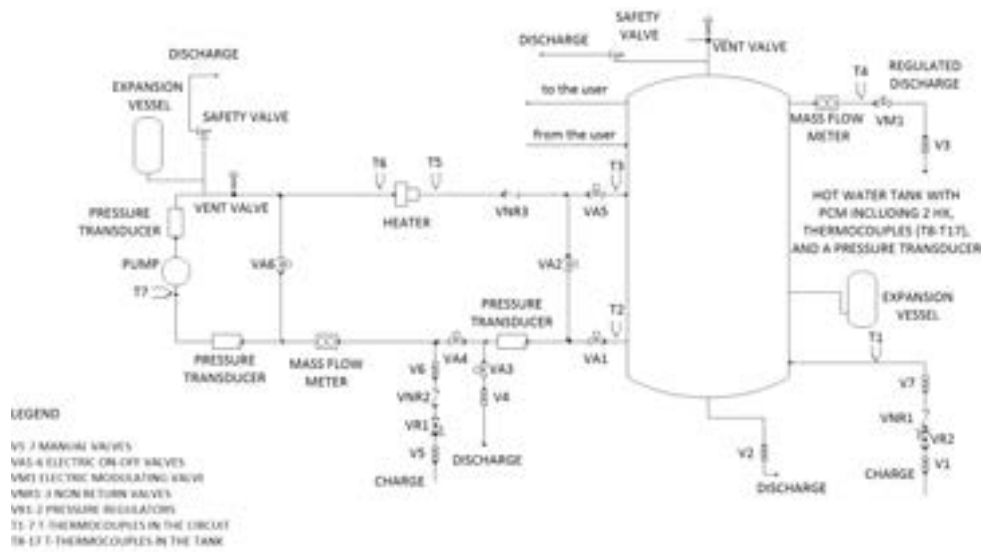


Figura 20. Layout del circuito del generatore di calore

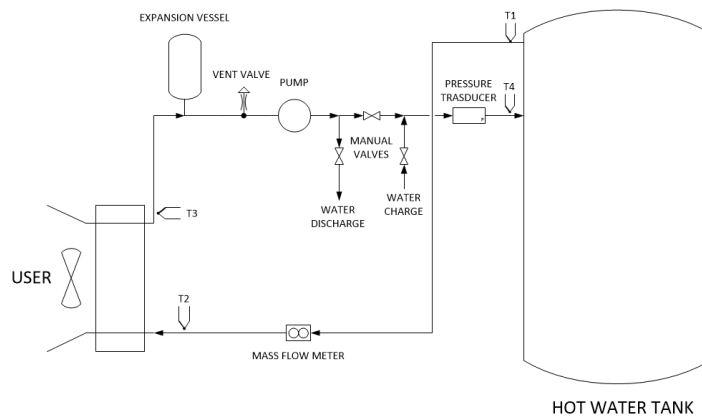


Figura 21. Layout del circuito dell'utilizzatore

Infine, relativamente alla strategia operativa del CHP simulata sperimentalmente, come anticipato nel paragrafo precedente, si è considerato per il *prime mover* un funzionamento di tipo ON/OFF, senza parzializzazione del carico, su base oraria. La produzione termica del *prime mover* ed i carichi termici sono stati simulati sperimentalmente, mentre la produzione termica della caldaia ausiliaria, la produzione elettrica del *prime mover*, ed i carichi elettrici sono stati simulati al calcolatore utilizzando i dati riportati in Figura 15 e Tabella 4.



Figura 22. Riscaldatore elettrico



Figure 23. Termoregolatore



Figura 24. Scambiatore di calore

6.4 Risultati

La schedula oraria risultante dall'applicazione del modello di ottimizzazione al caso studio della casa monofamiliare prescrive che il CHP deve essere spento per le prime 7 ore della giornata, ed acceso per le rimanenti 15. Questa schedula è stata applicata all'impianto sperimentale utilizzando la seguente configurazione dei parametri sperimentali non controllati: la portata del fluido termovettore nel circuito del generatore è pari a 0,4 kg/s; la portata del fluido termovettore nel circuito dell'utilizzatore è pari a 0,15 kg/s. Per quanto concerne la portata di scaricamento dell'acqua calda sanitaria dal serbatoio di accumulo, questa può variare linearmente tra 0,1 e 0,2 kg/s, in funzione della temperatura di scaricamento. Nelle ore in cui è previsto il funzionamento del CHP, esso (riscaldatore elettrico) viene spento nel caso in cui la temperatura all'uscita del riscaldatore elettrico supera i 90°C, oppure se la temperatura massima nel serbatoio di accumulo supera gli 80°C. Nel caso si presenti una delle suddette condizioni, il riscaldatore elettrico viene successivamente riattivato quando la temperatura media all'interno del serbatoio scende al di sotto dei 60°C, a condizione che nell'istante in cui questo avviene la schedula ottimizzata prescriva che il CHP sia ON, altrimenti il riscaldatore elettrico resta spento. La stessa schedula e gli stessi carichi sono stati simulati per più giorni consecutivi al fine di ottenere risultati sperimentali che si ripetano tal quali giorno dopo giorno. Tale condizione è stata raggiunta al secondo giorno di simulazione, di cui nel seguito si riportano i risultati.

La Figura 25 mostra la potenza trasferita dal riscaldatore elettrico all'acqua fluido termovettore, quella dissipata dallo scambiatore che simula il carico per il riscaldamento ambientale, e la potenza scaricata dal serbatoio relativa al consumo di acqua calda sanitaria, durante il giorno, mentre la Figura 26 mostra un confronto tra l'energia termica trasferita dal riscaldatore elettrico al fluido termovettore e quella generata dal CHP risultante dal modello di ottimizzazione. La potenza trasferita dal riscaldatore elettrico al fluido termovettore è stata valutata attraverso un bilancio entalpico al riscaldatore elettrico, considerando le temperature misurate all'ingresso e all'uscita, quella dissipata dallo scambiatore è stata calcolata mediante un bilancio entalpico allo scambiatore utilizzando le temperature di ingresso e di uscita misurate, mentre la potenza scaricata dal serbatoio è stata calcolata con un bilancio entalpico al serbatoio utilizzando la temperatura di uscita dell'acqua calda e quella di ingresso dell'acqua di rete. Dalla Figura 26 si può notare che, nelle ore 8 e 24, la produzione termica sperimentale non corrisponde a quella del modello. Questo risultato è dovuto al fatto che, all'inizio dell'ora 8, il riscaldatore impiega un po' di tempo per portare la temperatura di uscita al valore di *set-point* corrispondente alla potenza teorica, e al fatto che, durante l'ora 24, il fluido termovettore nel circuito del generatore raggiunge la massima temperatura, ovvero il serbatoio di accumulo arriva alla sua massima capacità, per cui il riscaldatore elettrico viene disattivato.

Le Figure 27 e 28 mostrano un confronto tra i dati sperimentali e quelli risultanti dall'implementazione del modello di ottimizzazione relativi, rispettivamente, al carico termico per il riscaldamento ambientale soddisfatto dal CHP, e quello per il consumo di acqua calda sanitaria soddisfatto dal CHP. In entrambe le figure, si può notare che i dati risultanti dall'implementazione del modello coincidono con i carichi teorici

assegnati, ovvero quelli riportati in Figura 15. Questo implica che il consumo di gas della caldaia ausiliaria risultante dal modello è pari a zero in tutte le ore del giorno. Ciò non accade nella simulazione sperimentale. Infatti, soltanto per quanto riguarda il soddisfacimento del carico termico per il riscaldamento, i risultati sperimentali indicano che, nelle ore che vanno dalla 7 alla 10, l'energia termica prodotta dal CHP assieme a quella accumulata non sono sufficienti a soddisfare il carico, per cui è richiesta un'integrazione da parte della caldaia ausiliaria. Questo risultato si deve anche al vincolo posto al valore di *set-point* per la temperatura del fluido termovettore in uscita dallo scambiatore di calore, che non può essere inferiore a 40°C. Nel caso in cui il *set-point* calcolato, che dipende dal carico, è inferiore a 40°C, il valore realmente applicato resta fisso a 40°C. La Figura 29 mostra una stima dell'energia prodotta dalla caldaia ausiliaria durante il giorno relativa al caso sperimentale, calcolata, in ogni ora, come la differenza tra il carico termico teorico e quello realmente soddisfatto dal CHP.

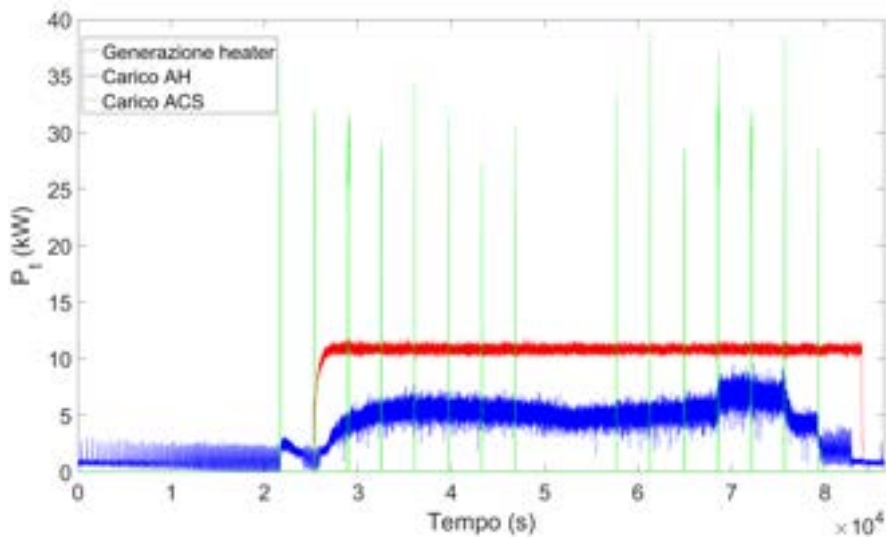


Figura 25. Produzione termica e carichi termici sperimentali

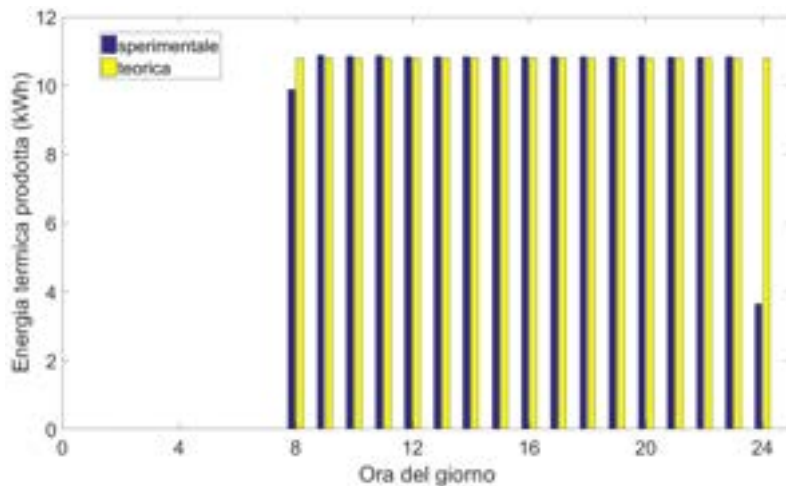


Figura 26. Confronto tra l'energia termica prodotta dal riscaldatore elettrico e quella risultante dal modello di ottimizzazione

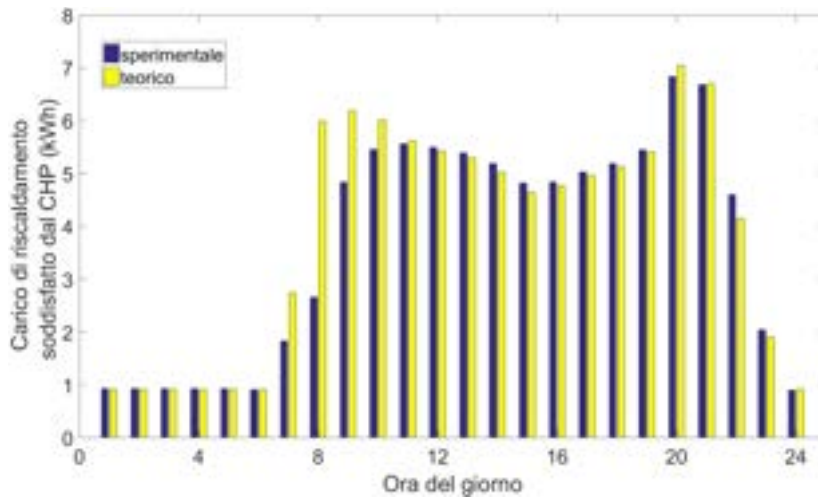


Figura 27. Confronto tra il carico di riscaldamento soddisfatto dal CHP sperimentale e quello risultante dal modello

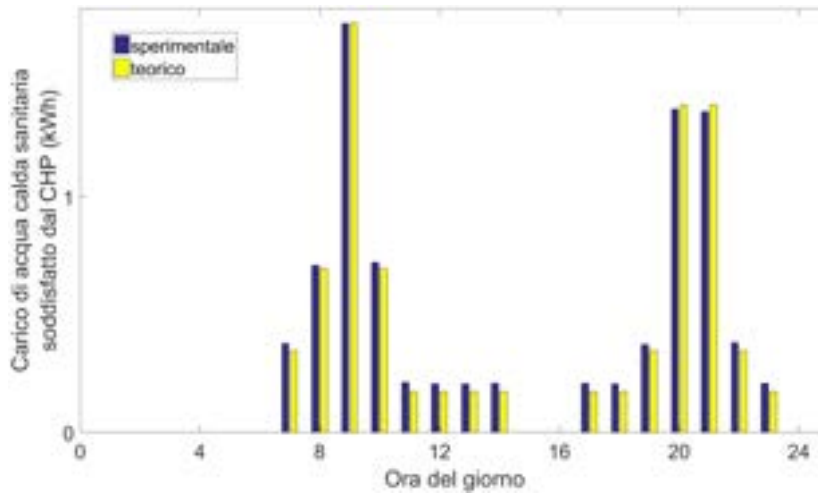


Figura 28. Confronto tra il carico relativo al consumo di acqua calda sanitaria soddisfatto dal CHP sperimentale e quello risultante dal modello

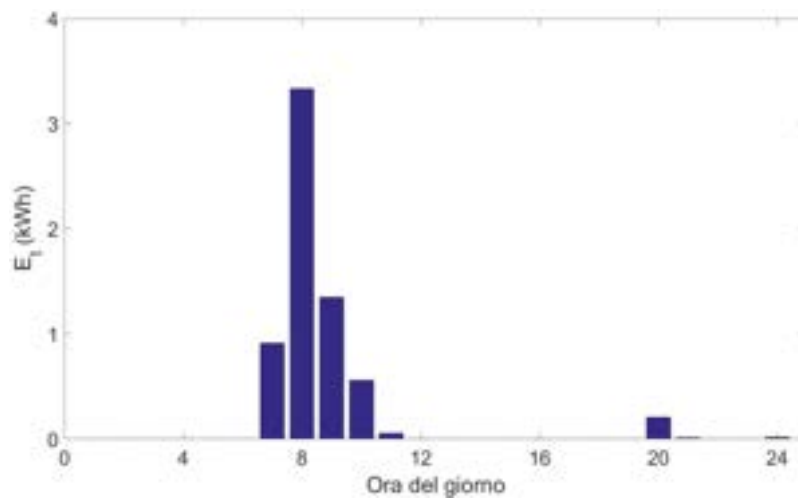


Figura 29. Carico termico soddisfatto dalla caldaia ausiliaria nel caso sperimentale

La Figura 30 riporta i valori dell'energia elettrica prodotta dal CHP risultanti dalla simulazione sperimentale e dal modello di ottimizzazione. Si ricorda che, nel caso sperimentale, la produzione elettrica è stata simulata al calcolatore, utilizzando per il calcolo le efficienze del CHP riportate in Tabella 4, ed il periodo in cui il riscaldatore elettrico è attivo. Si può notare che i risultati differiscono soltanto per l'energia elettrica prodotta nell'ultima ora, dove ad un certo punto il riscaldatore elettrico, ovvero il CHP, viene disattivato.

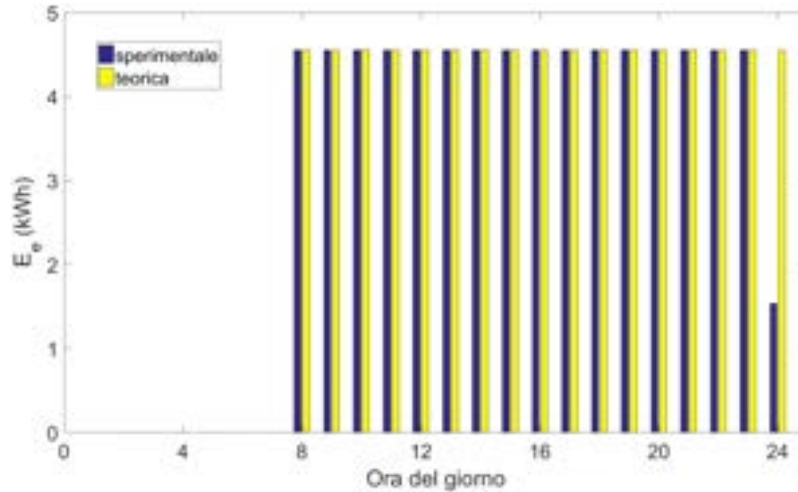


Figura 29. Produzione elettrica del CHP

Infine, la Tabella 5 riporta i consumi di gas, elettrici e l'elettricità immessa in rete, mentre la Tabella 6 riporta i costi ed i ricavi, risultanti dalla simulazione sperimentale e dal modello di ottimizzazione.

Tabella 5. Consumi di gas ed elettrici, ed elettricità immessa in rete

	Consumo gas CHP (Sm ³)	Consumo gas caldaia (Sm ³)	Elettricità prelevata dalla rete (kWh)	Elettricità immessa in rete (kWh)
Simulazione sperimentale	27,10	0,66	1,73	66,14
Modello di ottimizzazione	28,20	0	1,73	69,16

Tabella 6. Costi e ricavi

	Costo gas CHP (€)	Costo gas caldaia (€)	Costo elettricità prelevata (€)	Ricavo per elettricità immessa (€)
Simulazione sperimentale	20,86	0,56	0,29	4,28
Modello di ottimizzazione	21,71	0	0,29	4,44

Quanto riportato in questo paragrafo indica una buona sovrapposizione tra i risultati ottenuti dall'implementazione del modello di ottimizzazione e quelli ottenuti dalla simulazione sperimentale della schedula ottimizzata, sia considerando i dati energetici che quelli economici, il che rappresenta una dimostrazione dell'applicabilità pratica dei risultati del modello di ottimizzazione sviluppato.

7 Conclusioni

Questo documento riporta e dettaglia le attività svolte dal gruppo di lavoro del laboratorio DTE-FSN-FOSG dell'ENEA nel corso della seconda annualità del progetto Ricerca di Sistema PAR 2015-2017, riguardanti lo sviluppo e l'implementazione di un modello di ottimizzazione multi-obiettivo di una rete energetica distribuita a servizio di un cluster di edifici. Il lavoro svolto può essere schematizzato nelle seguenti attività di ricerca:

I. Messa a punto di un modello di ottimizzazione multi-obiettivo di una rete energetica distribuita a servizio di un cluster di edifici, seguendo un approccio MILP (Mixed-Integer Linear Programming). Il modello è stato sviluppato considerando una "sovrastuttura" di rete, con diversi tipi di tecnologie, scelte tra quelle più comunemente usate nella pratica, ovvero: cogeneratori con motori a combustione interna e micro-turbine a gas, caldaie a gas e a biomassa, impianti fotovoltaici, collettori solari termici, pompe di calore reversibili, assorbitori mono-stadio, batterie elettriche e sistemi di accumulo termico. I carichi relativi al cluster di edifici comprendono il carico elettrico, di acqua calda sanitaria e di riscaldamento e raffrescamento ambiente. L'obiettivo del modello è di determinare le soluzioni progettuali sul fronte di Pareto, ovvero le configurazioni della rete ottimizzate secondo criteri economici ed exergetici, in termini di tipi di tecnologie, numero di dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia, le relative taglie e le corrispondenti strategie di funzionamento. Nello sviluppo dei modelli dei dispositivi energetici associati a ciascuna tecnologia inclusa nella sovrastuttura, è stata considerata l'intera gamma di taglie disponibili sul mercato, nonché la variazione delle loro caratteristiche con la taglia (efficienza, costi specifici di investimento e di esercizio e manutenzione).

II. Implementazione del modello di ottimizzazione multio-biettivo considerando un caso studio rappresentativo del settore residenziale Italiano, caratterizzato da un cluster di 30 edifici situati a Torino appartenente alla zona climatica E, mediante il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V 12.6. A valle della suddetta implementazione, è stata effettuata un'analisi comparativa con un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale. I risultati ottenuti hanno mostrato che l'analisi exergetica consente di individuare soluzioni progettuali basate sull'utilizzo delle fonti rinnovabili e di sorgenti a bassa-temperatura per usi termici negli edifici, garantendo, di fatto, un uso più razionale delle risorse energetiche in input e una riduzione del consumo delle fonti fossili. Inoltre, dall'analisi del Fronte di Pareto, è stato possibile identificare diverse soluzioni di compromesso a beneficio dei vari stakeholders coinvolti nel processo decisionale.

III. Realizzazione di un'analisi di sensitività per analizzare l'influenza di parametri chiave, quali prezzi del gas e dell'elettricità di rete, sulle soluzioni progettuali ottimizzate, nonché sulle performance economiche ed exergetiche della rete energetica distribuita.

IV. Implementazione del modello di ottimizzazione finalizzata all'ottimizzazione operativa di un sistema cogenerativo con accumulo termico per una casa monofamiliare. La schedula operativa ottimizzata, individuata dal modello di ottimizzazione, è stata successivamente simulata sperimentalmente mediante uno degli impianti del laboratorio prove accumulo termico del CR ENEA Portici. I risultati di questa attività hanno evidenziato l'applicabilità, dal punto di vista pratico, dei risultati del modello di ottimizzazione sviluppato.

Nel corso della prossima annualità, si prevede di implementare il tool di ottimizzazione multi-obiettivo sviluppato nella presente annualità ad una rete energetica distribuita reale. Tale attività sarà finalizzata alla ricerca di soluzioni innovative ottimali per il funzionamento e controllo della rete, che tengano conto di criteri economici ed exergetici, ovvero all'individuazione delle soluzioni di compromesso

economico/exergetiche nel processo decisionale per la pianificazione operativa della rete energetica distribuita. Inoltre, con specifico riferimento all'analisi exergetica, saranno identificati gli indici prestazionali che prendano in esame i vantaggi relativi alla grandezza exergia in termini di sostenibilità dell'approvvigionamento energetico.

8 Riferimenti bibliografici

- [1] ECBCS - Annex 49 - Low Exergy Systems for High Performance Buildings and Communities, homepage. Available <<http://www.ecbcs.org/annexes/annex49.htm>>.
- [2] Dincer I, Rosen MA. Energy, environment and sustainable development. Applied Energy 1999; 64(1):427-440.
- [3] Dincer I, Rosen MA. Exergy-Energy, Environment and Sustainable Development. 1st Ed., Elsevier Publication, Oxford, UK, (2007).
- [4] Dincer I, Rosen MA. Exergy: energy, environment and sustainable development. Newnes 2012.
- [5] Wall G, Gong M. On exergy and sustainable development—Part 1: Conditions and concepts. Exergy, An International Journal 2001;1(3):128-145.
- [6] Rosen MA, Dincer I, Kanoglu M. Role of exergy in increasing efficiency and sustainability and reducing environmental impact. Energy Policy 2008;36(1):128-137.
- [7] Di Somma M, Yan B, Bianco N, Luh PB, Graditi G, Mongibello L, Naso V. Operation optimization of a distributed energy system considering energy costs and exergy efficiency. Energy Conversion and Management 2015;103:739-751.
- [8] Ramirez-Elizondo LM, Paap GC, Ammerlaan R, Negenborn RR, Toonssen R. On the energy, exergy and cost optimization of multi-energy-carrier power systems. International Journal of Exergy 2013;13:364–85.
- [9] Krause T, Kienzle F, Art S, Andersson G. Maximizing exergy efficiency in multicarrier energy systems. In: Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting; Minneapolis, USA, 2010 June 25–29.
- [10] Yan B, Di Somma M, Bianco N, Luh PB, Graditi G, Mongibello L, Naso V. Exergy-based operation optimization of a distributed energy system through the energy-supply chain. Applied Thermal Engineering 2016;101:741-751.
- [11] Lu H, Alanne K, Martinac I. Energy quality management for building clusters and districts (BCDs) through multi-objective optimization. Energy Conversion and Management 2014;79:525–33.
- [12] ANSI/ASHRAE Standard 55. Thermal Environmental Conditions for Human Occupancy; 2013. <<http://www.techstreet.com/products/1868610>>.
- [13] Kotas YJ. The exergy method for thermal plant analysis. reprint ed. Malabar, FL: Krieger; 1995.
- [14] Torio H, Angelotti A, Schmidt D. Exergy analysis of renewable energy-based climatisation systems for buildings: a critical view. Energy and Buildings 2009;41:248–71.
- [15] Torio H, Schmidt D. Framework for analysis of solar energy systems in the built environment from an exergy perspective. Renewable Energy 2010;35:2689–97.7.
- [16] Disponibile al sito IBM: <http://www.ibm.com/developerworks/forums/thread.jspa?threadID=368044>.
- [17] Aiying R, Risto L. An effective heuristic for combined heat-and-power production planning with power ramp constraints. Applied Energy 2007;84:307–25.
- [18] Di Somma M, Graditi G, Heydarian-Forushani E, Shafie-khah M, Siano P. Stochastic optimal scheduling of distributed energy resources with renewables considering economic and environmental aspects. Renewable Energy 2017; 116(A): 272-287.
- [19] Mehleri ED, Sarimveis H, Markatos NC, Papageorgiou LG. A mathematical programming approach for optimal design of distributed energy systems at the neighbourhood level. Energy 2012;44:396-104.

- [20]Weber C, Shah N. Optimisation based design of a district energy system for an eco-town in the United Kingdom. *Energy* 2011;36(2):1292-1308.
- [21]Ren H, Gao W. A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. *Applied Energy* 2010;87(3):1001-1014.
- [22]Di Somma M, Graditi G, Mongibello L, Caliano M. Analisi critica dello stato dell'arte delle metodologie e strategie multi-obiettivo adottabili per la minimizzazione dei costi dei vettori energetici e dell'impatto ambientale di reti energetiche distribuite a servizio di distretti, Report RdS/PAR2015/140. Settembre 2016.
- [23]Zhou Z, Zhang J, Liu P, Li Z, Georgiadis MC, Pistikopoulos EN. A two-stage stochastic programming model for the optimal design of distributed energy systems. *Applied Energy* 2013;103:135-144.
- [24]Zhou Z, Liu P, Li Z, Ni W. An engineering approach to the optimal design of distributed energy systems in China. *Applied Thermal Engineering* 2013;53:387-96.
- [25]Mongibello L, Bianco N, Caliano M, Graditi G. Influence of heat dumping on the operation of residential micro-CHP systems. *Applied Energy* 2015;160:206-220.
- [26]Barbieri ES, Melino F, Morini M. Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro CHP systems for residential building applications. *Applied Energy* 2012;97:714-22.
- [27]Bianchi M, De Pascale A, Spina PR. Guidelines for residential micro-CHP systems design. *Applied Energy* 2012;97:673-85.
- [28]ASHRAE International Weather files for Energy Calculations (IWEC weather files). Users manual and CD-ROM, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Atlanta, GA, USA, 2001.
- [29]Deloitte. European Energy Market reform – Country Profile: Italy. Available online: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-italy.pdf>.
- [30]Trudeau N, Francoeur M. Energy Efficiency indicators for Public Electricity Production from fossil fuels. OECD/IEA, 2008.
- [31]Mehleri ED, Sarimveis H, Markatos NC, Papageorgiou LG. Optimal design and operation of distributed energy systems: Application to Greek residential sector. *Renewable Energy* 2013;51:331-342.
- [32]Hawkes AD, Leach MA. Modelling high level system design and unit commitment for a microgrid. *Applied Energy* 2009;86(7):253-1265.
- [33]Bracco S, Dentici G, Siri S. Economic and environmental optimization model for the design and the operation of a combined heat and power distributed generation system in an urban area. *Energy* 2013;55:1014-1024.
- [34]Darrow, K., Tidball, R., Wang, J., & Hampson, A. 2015. Catalog of CHP technologies. Available: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf.
- [35]Technology Data for Energy Plants. Energinet.dk (2012). Available: https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf.
- [36]Goldstein L, Hedman B, Knowles D, Freedman SI, Woods R, Schweizer T. Gas-fired distributed energy resource technology characterizations. National Renewable Energy Laboratory; 2003, NREL/TP-620-34783. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34783.pdf>
- [37]Technology Roadmap: Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment. OECD/IEA, 2011. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/buildings_roadmap.pdf.
- [38]Research on cost and performance of heating and cooling technologies. Final Report. Department of Energy and Climate Change. 2013. Available:

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/204275/Research_on_the_costs_and_performance_of_heating_and_cooling_technologies__Sweett_Group_.pdf.

[39]Heat Pumps: Technology Brief. IEA-ETSAP and IRENA, 2013. Available: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E12%20Heat%20Pumps.pdf>.

[40]Combined Heat and Power: Policy Analysis and 2011 – 2030 Market Assessment. ICF International, Inc. 2012. Available: <http://www.energy.ca.gov/2012publications/CEC-200-2012-002/CEC-200-2012-002.pdf>.

[41]Thermal Energy Storage: Technology Brief. IEA-ETSAP and IRENA, 2013. Available: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E17%20Thermal%20Energy%20Storage.pdf>.