



Ricerca di Sistema elettrico

Upgrade del *tool* di ottimizzazione economico/exergetica per la progettazione di sistemi di accumulo termico in reti energetiche distribuite su scala distrettuale: applicazione ad un caso studio reale e in scala di laboratorio

M. Di Somma, I. Bertini, M. Caliano, G. Graditi,
L. Mongibello, G. Puglisi

UPGRADE DEL *TOOL* DI OTTIMIZZAZIONE ECONOMICO/EXERGETICA PER LA PROGETTAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO IN RETI ENERGETICHE DISTRIBUITE SU SCALA DISTRETTUALE: APPLICAZIONE AD UN CASO STUDIO REALE E IN SCALA DI LABORATORIO

M. Di Somma, I. Bertini, M. Caliano, G. Graditi, L. Mongibello, G. Puglisi

Dicembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2018

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

Progetto: D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: B. Reti termiche distribuite

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE.....	5
2 UPGRADE DEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO ED APPLICAZIONE ALLA RETE ENERGETICA DISTRIBUITA REALE	6
2.1 DESCRIZIONE DEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE UPGRADATO.....	6
2.2 RISULTATI DELL'IMPLEMENTAZIONE DEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE UPGRADATO AL CASO REALE.....	7
3 IMPLEMENTAZIONE DEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE UPGRADATO AD UN CASO STUDIO IN SCALA DI LABORATORIO.....	9
3.1 RISULTATI	9
4 CONCLUSIONI.....	13
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	14

Sommario

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte da ENEA nell'ambito del piano di realizzazione 2018 (estensione del piano di realizzazione 2017) Progetto D1, Obiettivo B: reti termiche distribuite. Tale attività si è focalizzata sulla realizzazione di un *upgrade* del *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo proposto nell'ambito della terza annualità e descritto nel Report RdS/PAR 2017 "Ottimizzazione economico – exergetica delle prestazioni di reti energetiche distribuite su scala distrettuale: applicazione ad un caso studio reale". In dettaglio, il *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo è stato modificato al fine di identificare la capacità ottimale di sistemi di accumulo termico in reti energetiche distribuite su scala distrettuale per massimizzarne le performance economiche ed exergetiche. Il *tool* è stato poi implementato considerando la rete energetica distribuita reale localizzata nel comune di Torino, nonché un caso studio in scala di laboratorio in dotazione presso il CR ENEA di Portici.

L'obiettivo del *tool* upgradato è di determinare, oltre alle strategie di funzionamento orarie ottimali della rete, anche la capacità ottimale del sistema di accumulo termico che consente di massimizzare le performance economico/exergetiche della rete. Dall'analisi dei risultati ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione al caso studio reale, è emerso che l'upgrade generato comporta dei benefici alla rete in esame, sia in termini economici che exergetici, grazie alla determinazione della capacità ottimale del sistema di accumulo termico. Inoltre, il *tool* upgradato è stato anche implementato considerando un caso studio reale in scala ridotta, simulato sperimentalmente nel laboratorio PROVA SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO, in dotazione presso il CR ENEA di Portici. I risultati ottenuti dimostrano l'applicabilità pratica del *tool* di ottimizzazione proposto. Si nota infatti una buona sovrapposizione tra i risultati ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione con quelli ottenuti dalla simulazione sperimentale, sia considerando i dati energetici che quelli economici. Infine, è stato effettuato il confronto tra i risultati sperimentali ottenuti con la capacità ottimizzata del sistema di accumulo, con quelli ottenuti dalla validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione originale, realizzata nel corso del PAR 2017. Da tale confronto, si nota l'efficacia del *tool* di ottimizzazione upgradato per l'ulteriore riduzione del costo totale giornaliero netto grazie all'identificazione della capacità ottimale del sistema di accumulo termico.

1 Descrizione delle attività svolte

L'attività di ricerca svolta nell'ambito del piano di realizzazione 2018, è stata articolata in due macro-fasi, di seguito descritte:

- I. Durante la fase I, è stato realizzato l'*upgrade* del *tool* di ottimizzazione economico/exergetica al fine di identificare la capacità ottimale del sistema di accumulo termico per la rete energetica distribuita in esame localizzata nel comune di Torino, in presenza del meccanismo di incentivazione per la cogenerazione ad alto rendimento. L'obiettivo del *tool* è di determinare, oltre alle strategie di funzionamento orarie ottimali della rete, anche la capacità ottimale del sistema di accumulo termico che consente di massimizzare le performance economico/exergetiche della rete. Il sistema di accumulo consente di accumulare l'energia termica recuperata dal cogeneratore, disaccoppiando pertanto la produzione di energia dalla richiesta delle utenze servite dalla rete energetica. In dettaglio, l'*upgrade* al *tool* di ottimizzazione originale, presentato nel Report RdS/PAR 2017 "Ottimizzazione economico – exergetica delle prestazioni di reti energetiche distribuite su scala distrettuale: applicazione ad un caso studio reale", ha riguardato:
 - Modifica della funzione obiettivo economica, includendo il costo di investimento annualizzato del sistema di accumulo termico;
 - Inclusione del vincolo di funzionamento del sistema di accumulo termico;
 - Modifica dei vincoli di bilancio termico, includendo gli apporti di energia termica del sistema di accumulo.

Il problema di ottimizzazione del tipo *Mixed Integer Linear Programming Problem* (MILP) è stato dunque risolto utilizzando l'algoritmo del *branch-and-cut*, ed il *tool* sviluppato è stato implementato utilizzando il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V 12.6, considerando i dati sperimentali della rete con riferimento ad un intero anno. Dall'analisi dei risultati ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione, è emerso che l'*upgrade* generato comporta dei benefici alla rete in esame, sia in termini economici che exergetici, grazie alla determinazione della capacità ottimale del sistema di accumulo termico.

- II. La fase II è stata dedicata all'implementazione del *tool* di ottimizzazione upgradato ad un caso reale in scala ridotta, simulato sperimentalmente nel laboratorio PROVA SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO, in dotazione presso il CR ENEA di Portici. L'attività svolta in tale fase può essere schematizzata nei seguenti step:
 1. Ottimizzazione economica della capacità del sistema di accumulo e della schedula oraria di funzionamento del cogeneratore mediante l'implementazione del *tool* di ottimizzazione upgradato al caso studio sperimentale e considerando il costo d'investimento del sistema di accumulo termico;
 2. Simulazione sperimentale del cogeneratore con la schedula oraria ottimizzata ottenuta al punto 1;
 3. Confronto tra i risultati sperimentali ottenuti allo step precedente con quelli ottenuti dalla validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione originale, realizzata nel corso del PAR 2017.

I risultati ottenuti dimostrano l'applicabilità pratica del *tool* di ottimizzazione proposto. Si nota infatti una buona sovrapposizione tra i risultati ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione con quelli ottenuti dalla simulazione sperimentale, sia considerando i dati energetici che quelli economici. Inoltre, l'attività relativa allo step 3 ha evidenziato l'efficacia del *tool* di ottimizzazione upgradato per l'ulteriore riduzione del costo totale giornaliero netto grazie all'identificazione della capacità ottimale del sistema di accumulo termico.

2 Upgrade del tool di ottimizzazione multi-obiettivo ed applicazione alla rete energetica distribuita reale

2.1 Descrizione del tool di ottimizzazione upgradato

L'obiettivo del tool di ottimizzazione upgradato è di determinare, oltre alle strategie di funzionamento orarie ottimali della rete energetica in esame, anche la capacità ottimale del sistema di accumulo termico che consente di massimizzare le performance economico/exergetiche della rete. Si mostra in Figura 1, lo schema della rete energetica utilizzato nel tool di ottimizzazione upgradato. Il sistema di accumulo consente di accumulare l'energia termica recuperata dal cogeneratore, disaccoppiando pertanto la produzione di energia dalla richiesta delle utenze servite dalla rete energetica.

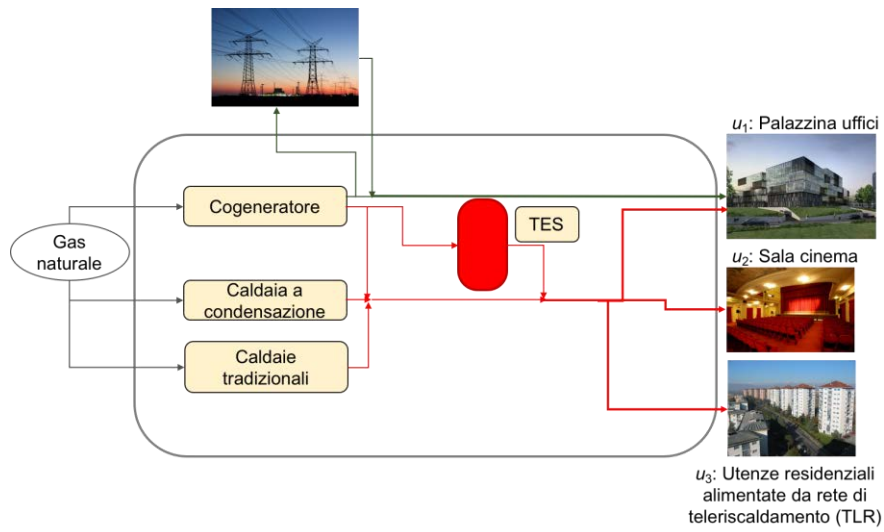


Figura 1: Schema della rete energetica utilizzato nel tool di ottimizzazione upgradato

Oltre alle variabili decisionali già presenti nel modello di ottimizzazione originale, quali stato di accensione/spengimento di ciascuna tecnologia, potenza elettrica e termica fornita da ciascuna tecnologia ed elettricità acquistata e immessa in rete, il modello upgradato comprende anche le variabili decisionali continue di seguito indicate:

- Capacità del sistema di accumulo termico;
- Potenza termica di caricamento e scaricamento del sistema di accumulo termico.

In dettaglio, l'upgrade al tool di ottimizzazione originale ha riguardato innanzitutto la modifica della funzione obiettivo economica, includendo il costo di investimento annualizzato del sistema di accumulo termico, come segue:

$$Prof = R^{Sell,grid} + R^{Sell,users} + R^{WC} - C^{Energy} - C^{Inv, TES} \quad (1)$$

dove $C^{Inv, TES}$ rappresenta il costo di investimento annualizzato del sistema di accumulo termico, espresso come [1]:

$$C^{Inv, TES} = CRF_{TES} (C_{e, TES} Cap_{TES}), CRF_{TES} = r(1+r)^{N_{TES}} / [(1+r)^{N_{TES}} - 1] \quad (2)$$

Nell'Eq. (2), CRF_{TES} è il fattore di recupero del capitale della tecnologia; $C_{e, TES}$ è il costo specifico di investimento (€/kWh); r è il tasso di interesse; e N_{TES} è la vita utile della tecnologia, espressa in anni.

È stato inoltre inserito il vincolo di funzionamento del sistema di accumulo termico, come segue [1]:

$$H_{TES,t} = H_{TES,t-1} (1 - \phi_{TES}(D_t)) + (H_{TES,t}^{in} - H_{TES,t}^{out}) D_t \quad (3)$$

dove $\varphi_{ES}(D_t)$ è il fattore di perdita del sistema di accumulo termico che tiene conto dell'energia dissipata nella *time-step* D_t .

Infine, è stato modificato il vincolo di bilancio termico, includendo gli apporti di energia termica del sistema di accumulo come segue:

$$H_{u,t}^{Dem} = \sum_i (H_{i,u,t}) + H_{TES,t}^{out} - H_{TES,t}^{in}, \quad u,t \quad (4)$$

Il resto delle equazioni presentate per il *tool* di ottimizzazione originale restano valide anche nella sua versione upgradata. Il problema di ottimizzazione, anche in tal caso del tipo *MILP*, è stato dunque risolto utilizzando l'algoritmo del *branch-and-cut*.

2.2 Risultati dell'implementazione del tool di ottimizzazione upgradato al caso reale

Il *tool* di ottimizzazione upgradato è stato implementato considerando i dati sperimentali della rete energetica di Torino, con riferimento ad un intero anno. Il costo specifico di investimento per il sistema di accumulo è stato assunto pari a 20 €/kWh, con una vita utile pari a 20 anni. Il *tool* di ottimizzazione è stato implementato utilizzando il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Versione 12.6. Il problema di ottimizzazione è stato risolto in poche ore utilizzando un PC con 2.60 GHz (2 processori multi-core) Intel® Xeon® E5 CPU con 32G di RAM.

Si mostrano in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, i risultati ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione originale e upgradato.

Tabella 1: Risultati ottenuti dall'implementazione del tool di ottimizzazione originale e upgradato

Caso analizzato	Tipo di ottimizzazione	Profitto annuale (€)	Exergia primaria netta annuale (GWh)	Capacità ottimale TES (kWh)
Tool originale (Assenza TES)	Ottimizzazione economica	147.493	7,447	-
	Ottimizzazione exergetica	82.174,5	6,543	-
Tool upgradato (Presenza TES)	Ottimizzazione economica	148.849 ↑	7,487 ↑	690
	Ottimizzazione exergetica	80.064 ↓	6,540 ↓	1.373

Nel caso di ottimizzazione economica, la capacità ottimale del sistema di accumulo risulta pari a circa 690 kWh. Il profitto del gestore della rete risulta pari a 148.849 €, mentre l'exergia primaria totale netta annuale risulta pari a 7,487 GWh. Si nota che, nonostante il profitto del gestore tenga conto del costo di investimento annualizzato del sistema di accumulo, esso aumenta di circa l'1% rispetto al caso attuale in assenza di accumulo. Il maggior beneficio apportato dal sistema di accumulo termico alle prestazioni economiche della rete, risiede nella possibilità di sfruttare una maggiore quantità di energia termica recuperata dal cogeneratore per il soddisfacimento dei fabbisogni termici delle utenze della rete, riducendo anche l'utilizzo delle caldaie. Ciò, di fatto, comporta un aumento, sia della quantità di energia elettrica venduta in rete, che della quantità di energia elettrica totale prodotta dal cogeneratore e, conseguentemente, del numero di certificati bianchi ottenuti. Nel caso di ottimizzazione exergetica, invece, la capacità ottimale del sistema di accumulo risulta pari a circa 1.373 kWh. In tal caso, il profitto del gestore della rete risulta pari a 80.064 €, mentre l'exergia primaria totale netta annuale risulta pari a 6,540 GWh. Si nota quindi, che la presenza dell'accumulo consente di ridurre l'exergia primaria annuale netta in input alla rete rispetto al caso attuale in assenza di accumulo. La lieve riduzione dell'exergia primaria netta in input alla rete è principalmente dovuta alla possibilità di sfruttare meglio l'energia termica recuperata dal cogeneratore per il soddisfacimento dei fabbisogni termici delle utenze della rete, comportando, di fatto, una riduzione dell'utilizzo delle caldaie e quindi della quantità di gas naturale utilizzato. Si nota dunque che l'upgrade del *tool* di ottimizzazione comporta dei benefici sia in termini economici che exergetici, grazie alla determinazione della capacità ottimale del sistema di accumulo termico.

Si riportano in Tabella 2, le varie voci di costo, ricavo ed exergia, con riferimento all’ottimizzazione economica ed exergetica, ovvero ai punti estremi del fronte di Pareto ottenuto con l’implementazione del *tool* di ottimizzazione upgradato. Tali risultati sono simili a quelli ottenuti con il *tool* di ottimizzazione originale. In particolare, si nota, che nel caso di ottimizzazione economica, il ricavo legato alla vendita dell’energia elettrica in rete ricopre un ruolo fondamentale per la massimizzazione del profitto. Tale ricavo diventa ridottissimo nel caso di ottimizzazione exergetica, in quanto il cogeneratore viene principalmente utilizzato per l’autoconsumo, come dimostrato anche dal valore dell’exergia relativa all’energia elettrica immessa in rete, pari a 0,097 GWh, a fronte dei circa 3 GWh ottenuti nel caso di ottimizzazione economica. Si nota inoltre un maggior costo di investimento annualizzato per il sistema di accumulo termico nel caso di ottimizzazione exergetica a fronte della maggiore capacità installata rispetto al caso di ottimizzazione economica.

Tabella 2: Voci di costo, ricavo ed exergia annuali ottenuti nel caso di ottimizzazione economica ed exergetica (tool upgradato)

Caso	Ricavi (€)			Costi (€)		Exergia (GWh)	
	$R_{Sell,grid}$	$R_{Sell,users}$	R_{WC}	C_{Energy}	$C_{Inv, TES}$	Ex^{in}	$Ex^{Sell,grid}$
Ottimizzazione economica	141.092	293.509	77.715,6	362.361	1.106,6	10,48	2,99
Ottimizzazione exergetica	4.982,5	293.509	13.037,3	229.268	2.196,8	6,64	0,097

Si mostrano in Figura 2, le strategie operative elettriche della rete ottenute nel caso di ottimizzazione economica ed exergetica, per una giornata rappresentativa di ogni mese. I risultati presentati nella tabella precedente trovano conferma nelle strategie operative della rete. Si nota infatti, che, nel caso di ottimizzazione economica, gran parte dell’energia elettrica fornita dal cogeneratore viene immessa in rete. Al contrario, nel caso di ottimizzazione exergetica, l’energia elettrica totale prodotta dal cogeneratore si riduce drasticamente e gran parte di essa viene utilizzata per autoconsumo. Tali risultati sono simili a quelli ottenuti con il *tool* di ottimizzazione originale.

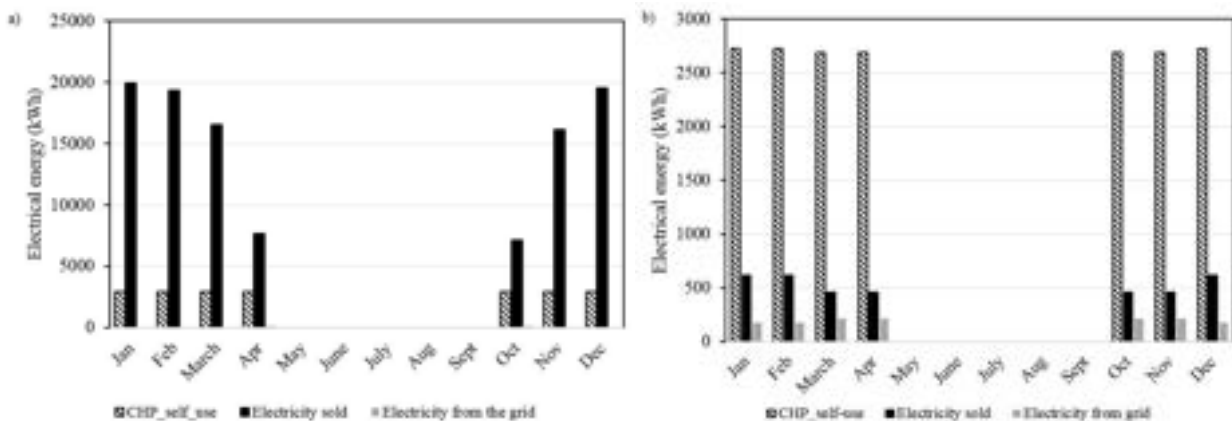


Figura 2: Strategie operative elettriche della rete per una giornata rappresentativa di ciascun mese dell’anno nel caso a) ottimizzazione economica e b) ottimizzazione exergetica (risultati ottenuti con il *tool* di ottimizzazione upgradato)

Si mostrano in Figura 3, le strategie operative termiche della rete per una giornata rappresentativa di ogni mese, ottenute nel caso di ottimizzazione economica ed exergetica. Si nota che, nel caso di ottimizzazione economica (Fig. 3a), gran parte del fabbisogno termico delle utenze della rete viene soddisfatto dall’energia termica fornita dal cogeneratore, coerentemente con le strategie operative elettriche presentate in Fig. 2a. La presenza del sistema di accumulo consente di ridurre l’utilizzo delle caldaie rispetto al caso in assenza di sistema di accumulo (*tool* originale). La caldaia a condensazione resta comunque un’opzione preferibile rispetto alle caldaie convenzionali per la sua maggiore efficienza di conversione.

Nel caso di ottimizzazione exergetica (Fig. 3b), si nota che la presenza del sistema di accumulo consente di ridurre l’utilizzo delle caldaie convenzionali rispetto al caso in assenza di sistema di accumulo (*tool* originale).

Tuttavia, analogamente al caso in assenza di accumulo, si nota che gran parte del fabbisogno termico delle utenze viene soddisfatto dalla caldaia a condensazione e non dal cogeneratore. L'uso quasi esclusivo di questa tecnologia per l'autoconsumo elettrico (come mostrato in Fig.2b), comporta che la quantità di energia termica recuperata non è sufficiente per la copertura dei carichi.

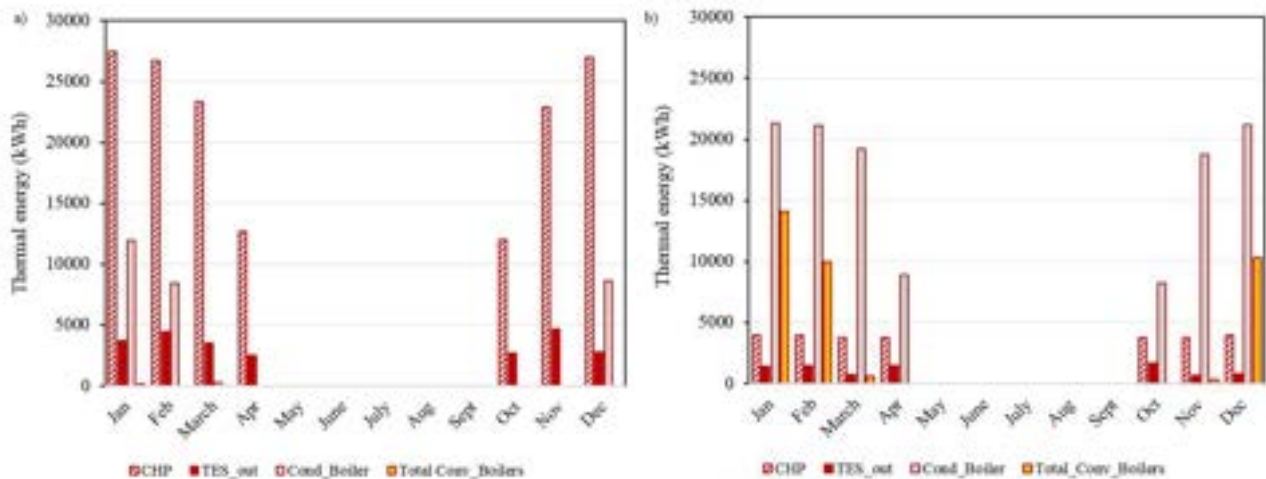


Figura 3: Strategie operative termiche della rete per una giornata rappresentativa di ciascun mese dell'anno nel caso a) ottimizzazione economica e b) ottimizzazione exergetica risultati ottenuti con il tool di ottimizzazione upgradato)

3 Implementazione del tool di ottimizzazione upgradato ad un caso studio in scala di laboratorio

Per l'implementazione sperimentale della versione upgradata del tool di ottimizzazione è stato considerato come caso studio lo stesso sistema cogenerativo con accumulo termico e gli stessi carichi termici, relativi a una casa monofamiliare, impiegati per la validazione sperimentale del tool realizzato nel corso del PAR 2017. In questo caso, la schedula ottimizzata di produzione oraria del cogeneratore, implementata sperimentalmente, è quella risultante dall'ottimizzazione combinata del funzionamento del CHP e della capacità del sistema di accumulo termico, realizzata grazie al tool upgradato. Inoltre, in questo caso l'ottimizzazione è stata effettuata considerando anche il costo d'investimento del sistema di accumulo termico, quest'ultimo supposto pari a 100 €/kWh, in linea con i prezzi di mercato dei boiler per applicazioni solari.

Nel seguito si passerà direttamente alla discussione dei risultati ottenuti, senza prima descrivere l'impianto utilizzato per le simulazioni sperimentali, né l'utenza residenziale simulata, i cui dettagli possono essere trovati nel report relativo al PAR 2017.

3.1 Risultati

La schedula oraria risultante dall'applicazione del modello di ottimizzazione upgradato al caso studio della casa monofamiliare prescrive che il CHP, nella giornata standard simulata, funziona dall'ora 8 all'ora 12, nell'ora 14, nell'ora 16, dall'ora 18 alla 21, e nell'ora 23. Nelle rimanenti ore il CHP è spento. Il valore ottimizzato della capacità è pari a 5,6 kWh, ben più basso rispetto alla capacità simulata sperimentalmente per il PAR 2017, ovvero 9,5 kWh. La schedula ottimizzata 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. In questo caso, per problemi tecnici relativi al vaso di espansione del serbatoio di accumulo termico, non si è potuto simulare lo scaricamento di acqua calda sanitaria dal serbatoio di accumulo. Pertanto, il consumo di acqua calda sanitaria è stato simulato sovradimensionando il carico per il riscaldamento ambientale, ovvero sommando, ora per ora, il carico termico relativo al consumo di acqua calda sanitaria a quello del riscaldamento ambientale. 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 95°C, oppure se la temperatura massima nel serbatoio di accumulo supera gli 85°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 di 80°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. I risultati riportati nel seguito fanno riferimento a condizioni periodiche di funzionamento, ottenute a partire dal terzo giorno di simulazione sperimentale.

La Figura 4 mostra la potenza trasferita dal riscaldatore elettrico al fluido termovettore (acqua), quella dissipata dallo scambiatore che simula il carico per il riscaldamento ambientale, che, come spiegato in precedenza, include anche il carico di acqua calda sanitaria, mentre la Figura 5 mostra un confronto tra l'energia termica trasferita dal riscaldatore elettrico al fluido termovettore e quella generata dal CHP risultante dal tool di ottimizzazione upgradato. 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, mentre quella dissipata dallo scambiatore è stata calcolata mediante un bilancio entalpico allo scambiatore utilizzando le temperature di ingresso e di uscita misurate. Dalla Figura 5 si può notare che, nelle ore 8, 14, 16, 18 e 23 la produzione termica sperimentale non corrisponde a quella del modello. Questo risultato è dovuto al fatto che, all'inizio delle ore 8, 14, 16, 18 e 23 ovvero al passaggio dallo stato OFF allo stato ON del riscaldatore, quest'ultimo 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 23, la massima temperatura misurata nel serbatoio raggiunge il massimo valore ammissibile (85°C), come si può evincere dalla Figura 6 che riporta l'andamento della temperatura media nel serbatoio di accumulo nell'arco della giornata, ovvero il serbatoio di accumulo arriva alla sua massima capacità, per cui il riscaldatore elettrico viene disattivato. Con riferimento alla Figura 6, in questo caso la differenza tra il valore massimo e quello minimo della temperatura media è pari a 17°C, corrispondente a una capacità di accumulo di 7,8 kWh, mentre nel caso sperimentale implementato per il PAR 2017 la differenza era di circa 30°C, corrispondente a una capacità di 13,7 kWh. Pertanto, i dati sperimentali hanno dimostrato che l'applicazione della schedula ottimizzata risultante dall'implementazione del tool upgradato consente una notevole diminuzione della capacità del sistema di accumulo termico. Inoltre, nonostante sia in questo caso che nel caso relativo al PAR 2017 ci siano delle differenze tra i valori teorici delle capacità del sistema di accumulo, ovvero 5,6 kWh nel presente caso e 9,5 kWh nel caso relativo alla validazione sperimentale del tool realizzata nel corso del PAR 2017, e i valori riscontrati dall'applicazione sperimentale delle schedule ottimizzate, si può notare come il rapporto tra la capacità teorica ottimizzata del sistema di accumulo risultante dall'implementazione del tool upgradato e quella teorica relativa all'implementazione del tool per il PAR 2017 sia pressoché lo stesso rispetto al rapporto tra le capacità sperimentali. Chiaramente, in ognuno dei due casi simulati, la differenza tra la capacità teorica del sistema di accumulo e quella risultante dalla sperimentazione è dovuta principalmente all'incertezza sull'entità delle perdite termiche relativa al circuito e al sistema di accumulo termico, supposte pari al 12% dell'energia termica prodotta in entrambe le versioni del tool di ottimizzazione.

La Figure 7 mostra un confronto tra i dati sperimentali e quelli risultanti dall'implementazione del tool di ottimizzazione upgradato relativi al carico termico per il riscaldamento ambientale soddisfatto dal CHP. In questo caso, si può notare che i dati sperimentali sono quasi coincidenti con i carichi teorici assegnati, il che implica che il consumo di gas della caldaia ausiliaria risultante dal modello è praticamente zero in tutte le ore del giorno.

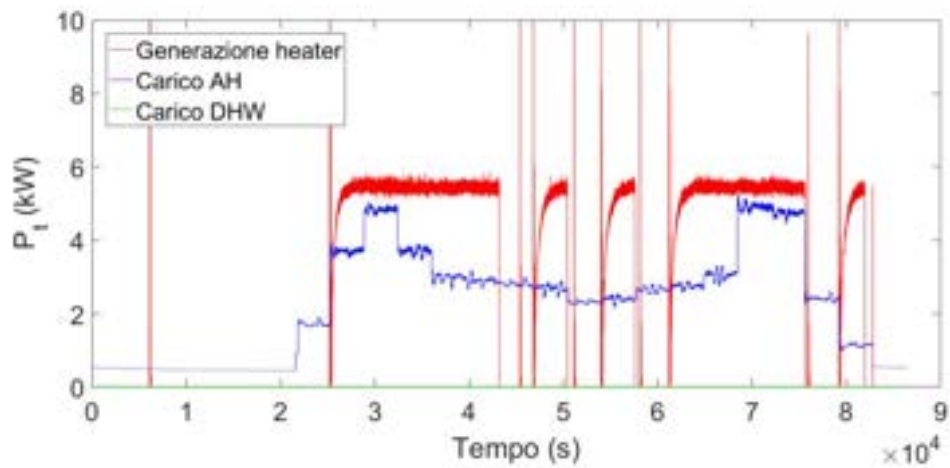


Figura 4. Produzione termica e carichi termici sperimentali

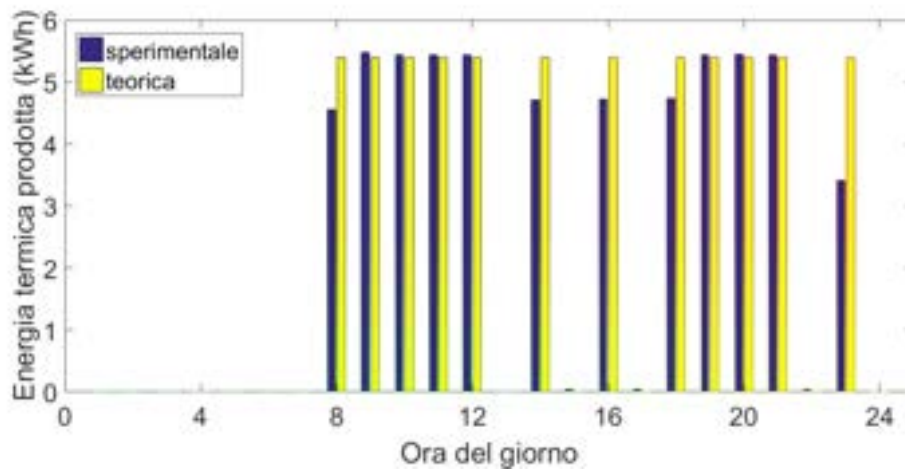


Figura 5. Confronto tra l'energia termica prodotta dal riscaldatore elettrico e quella risultante dal tool di ottimizzazione upgradato

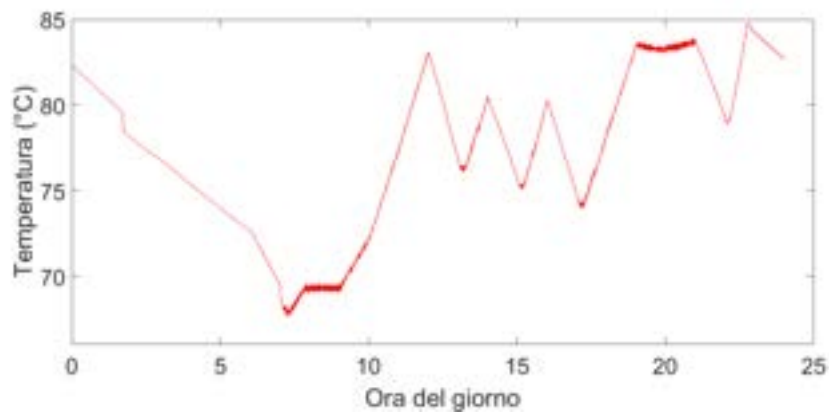


Figura 6. Temperatura media dell'acqua nel serbatoio

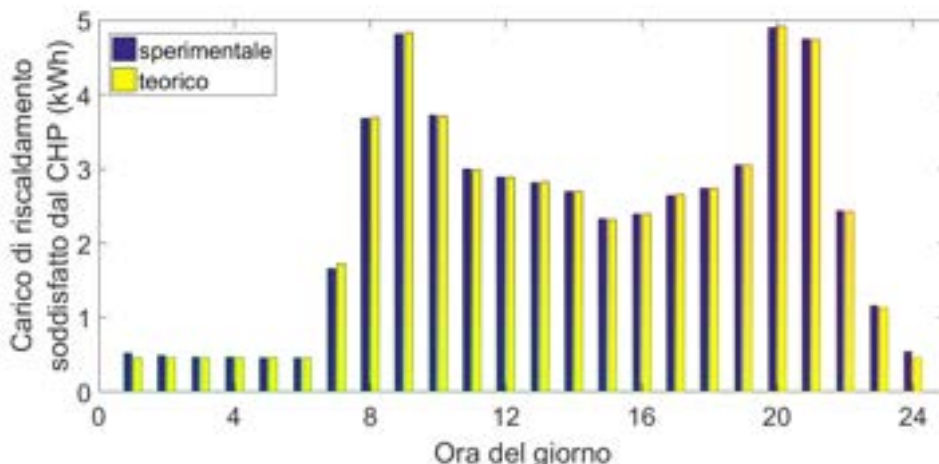


Figura 7. Confronto tra il carico di riscaldamento sperimentale soddisfatto dal CHP e quello teorico

La Figura 8 riporta i valori dell’energia elettrica prodotta dal CHP risultanti dalla simulazione sperimentale e dal tool di ottimizzazione upgradato. Si fa presente che, nel caso sperimentale, la produzione elettrica è stata simulata al calcolatore, utilizzando la produzione termica del CHP misurata sperimentalmente e l’efficienza termica e quella elettrica del CHP.

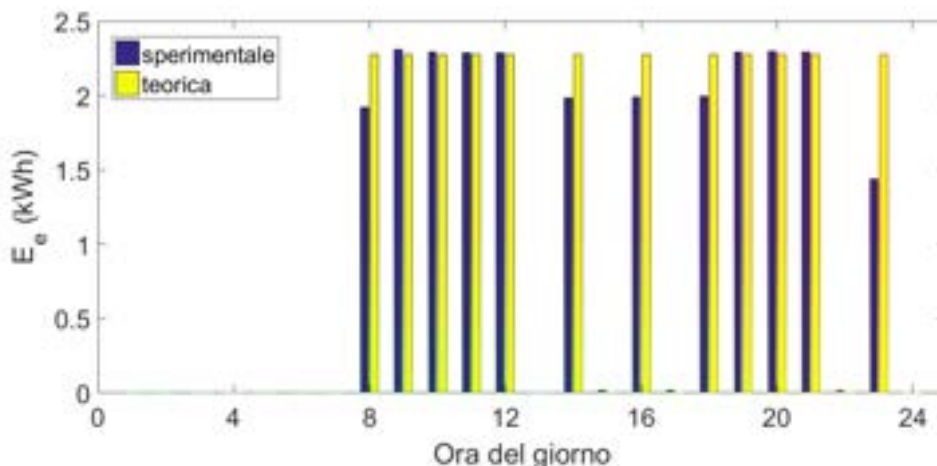


Figura 8. Confronto tra la produzione elettrica teorica e quella sperimentale del CHP

La Tabella 3 confronta i consumi di gas, elettrici e l’elettricità immessa in rete risultanti dall’implementazione sperimentale della schedula ottimizzata relativa al tool upgradato, con quelli risultanti dall’implementazione sperimentale della schedula ottimizzata ricavata nell’ambito del PAR 2017 (tool originale), mentre la Tabella 4 confronta i costi ed i ricavi risultanti dalle due suddette simulazioni sperimentali. I risultati in Tabella 3 indicano che nei due casi si hanno valori molto simili sia dei consumi di gas ed elettricità che dell’elettricità immessa in rete. Di conseguenza anche i costi dei vettori energetici ed il valore economico dell’elettricità immessa in rete sono molto simili nei due casi, come è evidente dai risultati in Tabella 4. La differenza sostanziale in termini economici riguarda il costo d’investimento attualizzato del sistema di accumulo, che è nettamente più basso nel caso relativo al tool upgradato, ovvero nel caso che ottimizza anche le dimensioni del sistema di accumulo termico. Ciò comporta un bilancio economico a favore della schedula ottimizzata ottenuta con la versione upgradata del tool, come si può evincere dai dati economici riportati in Tabella 4.

Tabella 3. 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)
Funzionamento e accumulo ottimizzato (tool upgradato)	9,24	0	4,15	15,54
Funzionamento ottimizzato (tool originale)	9,24	0,02	4,11	15,67

Tabella 4. Costi e ricavi

	Costo gas CHP (€)	Costo gas caldaia (€)	Costo elettricità prelevata (€)	Ricavo per elettricità immessa (€)	Costo d'investimento attualizzato del sistema di accumulo (€)	Bilancio economico giornaliero (€)
Funzionamento e accumulo ottimizzato (tool upgradato)	-7,11	0	-0,71	+1,30	-0,37	-6.89
Funzionamento ottimizzato (tool originale)	-7,11	-0,02	-0,70	+1,32	-0,60	-7.11

4 Conclusioni

Questo documento riporta in dettaglio le attività di ricerca svolte da ENEA nell'ambito del piano di realizzazione 2018 (estensione del piano di realizzazione 2017) Progetto D1, Obiettivo B: reti termiche distribuite. Tale attività si è focalizzata sulla realizzazione di un *upgrade* del *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo proposto nell'ambito della terza annualità e alla sua applicazione ad un caso studio reale, la rete energetica distribuita localizzata nel comune di Torino, e ad un caso studio in scala di laboratorio in dotazione presso il CR ENEA di Portici.

Il *tool* proposto consente di determinare, oltre alle strategie di funzionamento orarie ottimali della rete, anche la capacità ottimale del sistema di accumulo termico che consente di massimizzare le performance economico/exergetiche della rete.

Il lavoro svolto può essere schematizzato nelle seguenti attività di ricerca:

- Realizzazione dell'upgrade del *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo economico/exergetica, mediante la modifica della funzione obiettivo economica (includendo il costo di investimento annualizzato del sistema di accumulo termico), l'inserimento del vincolo di funzionamento del sistema di accumulo termico e la modifica dei vincoli di bilancio termico (includendo gli apporti di energia termica del sistema di accumulo). Il *tool* upgradato è stato poi implementato utilizzando il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V 12.6, considerando i dati sperimentali della rete energetica di Torino con riferimento ad un intero anno. Dal confronto con i risultati ottenuti con il *tool* originale (in assenza di sistema di accumulo) è emerso che l'upgrade del

tool di ottimizzazione comporta dei benefici sia in termini economici che exergetici alla rete in esame, grazie alla determinazione della capacità ottimale del sistema di accumulo termico.

- Implementazione del *tool* di ottimizzazione upgradato ad un caso reale in scala ridotta, simulato sperimentalmente nel laboratorio PROVA SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO, in dotazione presso il CR ENEA di Portici. In dettaglio, è stata condotta l'ottimizzazione economica della capacità del sistema di accumulo e della schedula oraria di funzionamento del cogeneratore mediante l'implementazione del *tool* di ottimizzazione upgradato al caso studio sperimentale e considerando il costo d'investimento del sistema di accumulo. La schedula oraria ottimizzata del cogeneratore è stata poi simulata sperimentalmente. I risultati ottenuti hanno dimostrato l'applicabilità pratica del *tool* di ottimizzazione proposto. Si nota infatti una buona sovrapposizione tra i risultati ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione con quelli ottenuti dalla simulazione sperimentale, sia considerando i dati energetici che quelli economici. Infine, è stato effettuato il confronto tra i risultati sperimentali ottenuti con la capacità ottimizzata del sistema di accumulo, con quelli ottenuti dalla validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione originale, realizzata nel corso del PAR 2017. Da tale confronto, si nota l'efficacia del *tool* di ottimizzazione upgradato per l'ulteriore riduzione del costo totale giornaliero netto grazie all'identificazione della capacità ottimale del sistema di accumulo termico.

5 Riferimenti bibliografici

- [1] M. Di Somma, M. Caliano, G. Graditi, L. 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", Report RdS/PAR2016/073, Settembre 2017.