



Ricerca di Sistema elettrico

Micro-cogenerazione: scenari di sviluppo alla luce delle attuali normative e sviluppo di un modello di simulazione

Marco Badami, Armando Portoraro

MICRO-COGENERAZIONE: SCENARI DI SVILUPPO ALLA LUCE DELLE ATTUALI NORMATIVE E SVILUPPO DI UN MODELLO DI SIMULAZIONE

Marco Badami, Ing. Armando Portoraro (Politecnico di Torino, Dipartimento Energia)

Settembre 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

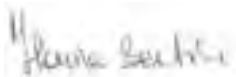
Piano Annuale di Realizzazione 2015

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

Progetto: Processi e macchinari industriali

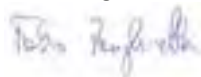
Obiettivo: A. Studio e applicazione di tecnologie per l'efficientamento di macchinari

Responsabile del Progetto: Ing. Ilaria Bertini, ENEA

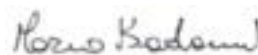


Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione per una attività di ricerca dal titolo: "Micro-cogenerazione: scenari di sviluppo alla luce delle attuali normative e sviluppo di un modello di simulazione dinamica per la valutazione delle opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica".

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Fabio Zanghirella



Responsabile scientifico Dipartimento Energia – Politecnico di Torino: Prof. Marco Badami



Gli autori desiderano ringraziare Matteo Steccanella (Politecnico di Torino) che ha partecipato al progetto durante il suo lavoro di tesi.

Indice

INDICE	3
INTRODUZIONE	5
1 LA COGENERAZIONE	7
1.1 PRINCIPI GENERALI DELLA COGENERAZIONE	7
1.2 QUADRO NORMATIVO	7
1.2.1 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20	8
1.2.2 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011	10
1.2.3 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011	10
1.2.4 Regolamento Delegato (Ue) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015	11
1.3 PRINCIPALI BENEFICI PER LA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO	14
2 LA MICRO-COGENERAZIONE	15
2.1 LA MICRO-COGENERAZIONE IN ITALIA	15
2.2 SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA	16
2.2.1 Struttura dei costi dell'energia elettrica	19
2.2.2 Benefici tariffari	21
2.2.3 SEU e CAR	23
3 ANALISI DI SCENARIO	24
3.1 SCENARI IPOTIZZATI	24
3.2 UTENZA ANALIZZATA	25
3.2.1 Fabbisogno di energia termica	25
3.2.2 Fabbisogno di energia elettrica	25
3.3 DIMENSIONAMENTO DEL MICRO-COGENERATORE	26
3.4 IPOTESI DI CALCOLO	28
3.4.1 Condizioni di funzionamento	28
3.4.2 Autoconsumi di energia	29
3.4.3 Dati in input e variabili calcolate	30
3.5 ANALISI ECONOMICA	31
3.5.1 Ricavi	31
3.5.2 Costi	33
3.5.3 Analisi di redditività	33
3.6 RISULTATI OTTENUTI	33
3.6.1 Scenario "SEU attuale": Condominio con micro-CHP per utenze condominiali	34
3.6.2 Scenario "Full SEU": Condominio con micro-CHP per utenze condominiali e private	35
3.7 CONFRONTO DEGLI SCENARI	36
3.8 CONSIDERAZIONI FINALI SULLA NORMATIVA	37
4 STUDIO DI UN MICRO-COGENERATORE REALE	38
4.1 DESCRIZIONE TOTEM 25	38
4.1.1 Schema d'impianto	38
4.1.2 Specifiche tecniche	41
4.2 ANALISI DATI SPERIMENTALI TOTEM 25	42
4.2.1 Rappresentazione dei dati	43
5 MODELLO MATLAB SIMULINK	48
5.1 COGENERATORE	49
5.1.1 Parametri di configurazione	49
5.1.2 Motore	51
5.1.2.1 Controllo carico	52

5.1.2.2	Sistema di iniezione	52
5.1.2.3	Mappe motore.....	52
5.1.2.4	Combustione.....	53
5.1.2.5	Calcolo temperatura acqua di raffreddamento in uscita dal motore	54
5.1.3	<i>Sistema di recupero termico</i>	55
5.1.3.1	Scambiatore fumi motore/acqua utenza – SC3	55
5.1.3.2	Valvola a tre vie termostatica – VT3	56
5.1.3.3	Scambiatore acqua motore/acqua utenza – SC1	57
5.1.3.4	Generatore elettrico – G.....	58
5.1.3.5	Scambiatore fumi/acqua motore – SC0	58
5.1.3.6	Scambiatore olio/acqua motore – SC2	59
5.2	CONFRONTO DATI SPERIMENTALI E SIMULATI	60
5.3	ESEMPI DI SIMULAZIONE	63
5.3.1	<i>Caso A: Simulazione a 25 kW</i>	63
5.3.2	<i>Caso B: Simulazione a 20 kW</i>	65
5.3.3	<i>Caso C: Simulazione a 10 kW</i>	67
	CONCLUSIONI	69
	APPENDICE – LEGENDA.....	70
	BIBLIOGRAFIA	71
	CURRICULUM VITAE DEL GRUPPO DI LAVORO.....	73

Introduzione

Il presente documento costituisce il *Rapporto Finale* relativo alle analisi svolte nell'ambito del progetto di ricerca fra il Dipartimento Energia del Politecnico di Torino (DENERG) e l'ENEA, dal titolo *“Micro-cogenerazione: scenari di sviluppo alla luce delle attuali normative e sviluppo di un modello di simulazione dinamica per la valutazione delle opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica”*.

La prima fase dello studio, denominata *“Analisi della normativa inerente i Sistemi Efficienti di Utenza”*, ha avuto come oggetto l'analisi della normativa attualmente vigente sulla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) e sui Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). Particolare attenzione è stata dedicata a questi ultimi, con riferimento alle condizioni da rispettare per l'ottenimento della qualifica SEU e dei benefici ad essa collegati. La normativa infatti prevede condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica prodotta e consumata all'interno del sistema (quindi non prelevata dalla rete), concretizzando così una forma di incentivazione all'autoconsumo.

Oggetto del lavoro è stata anche la valutazione dell'impatto di tale normativa sulla diffusione della micro-cogenerazione, individuando quali settori potrebbero trarne il maggior beneficio. A tale scopo si è sviluppata un'analisi di scenario, sia tecnica che economica, ipotizzando due diverse configurazioni di micro-cogenerazione a servizio di un'utenza condominiale tipo sita in Torino. Al fine di rendere l'analisi quanto più realistica possibile, le analisi sono state condotte sui dati sperimentali di carico termico dell'utenza residenziale considerata, desunti da un sistema di monitoraggio energetico remoto, sviluppato ed installato in seno ad una precedente annualità di Ricerca di Sistema.

L'analisi tecnico-economica dei due scenari ha fornito alcune prime indicazioni qualitative sugli effetti della qualifica SEU nell'applicazione della micro-cogenerazione, fornendo indicazioni sui settori che potrebbero trarne i maggiori vantaggi e sulle eventuali modifiche da apportare alla normativa per riequilibrarla a favore dei settori al momento più “svantaggiati”.

La seconda fase del lavoro ha invece riguardato l'analisi dei dati sperimentali di un micro-cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale, raccolti dal Politecnico di Milano con l'obiettivo di fornire i principali parametri energetici di questo genere di sistema, e lo sviluppo di un modello di simulazione in ambiente Matlab Simulink.

I dati a disposizione sono stati poi impiegati per la messa a punto e la verifica del modello riguardo la simulazione del funzionamento della macchina in condizioni stazionarie.

Questi studi sono di grande interesse per avvalorare, o meno, le reali possibilità di una diffusione capillare dei sistemi di micro-cogenerazione sul territorio nazionale, valutando quali siano gli ostacoli che tali tecnologie incontrano per potersi affermare come valide e sostenibili alternative ai grandi impianti di generazione termoelettrica. L'analisi dettagliata della normativa e lo sviluppo di un modello di simulazione calibrato su una macchina reale vogliono quindi fornire degli strumenti per una valutazione approfondita di questa tecnologia.

1 La cogenerazione

Negli ultimi anni il concetto di risparmio energetico ha assunto un'importanza sempre maggiore. Esso rappresenta infatti uno degli strumenti di più rapido impatto sul contenimento dei consumi di energia primaria; inoltre esso può costituire anche un valido contributo al contenimento dei prezzi dell'energia e alla riduzione della dipendenza energetica italiana dall'estero. In questo ampio contesto si inserisce la cogenerazione, una delle modalità di produzione di vettori energetici per usi finali più efficiente poiché permette di produrre simultaneamente energia elettrica e termica, sfruttando in modo ottimale l'energia primaria contenuta nel combustibile.

1.1 Principi generali della cogenerazione

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica e termica ottenute in impianti che utilizzano la stessa fonte di energia primaria.

Attraverso la produzione combinata si può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fino all'80-85%, con conseguenti minori costi di approvvigionamento del combustibile e minori emissioni di inquinanti e gas serra rispetto alla produzione separata di elettricità e calore.

Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia ed acquistare energia elettrica dalla rete si può realizzare un impianto che generi energia elettrica, cedendo il calore residuo del processo di conversione dell'energia del combustibile per soddisfare invece le esigenze termiche. Da questo punto di vista, la cogenerazione può dare un risparmio energetico significativo, con un risparmio di energia primaria e un minor impatto ambientale.

La produzione combinata di energia elettrica e termica trova applicazione sia in ambito industriale, sia in ambito civile. Il calore è utilizzato sotto forma di vapore o di acqua calda/surriscaldata o di aria calda, nei processi industriali o in ambito civile per riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché il raffreddamento tramite gruppi frigo ad assorbimento. L'energia elettrica viene usualmente autoconsumata per la maggior parte ed immessa in rete per l'eventuale surplus prodotto rispetto ai fabbisogni. Le utenze privilegiate per la cogenerazione sono, quelle caratterizzate da una domanda pressoché costante nel tempo di energia termica e di energia elettrica, come ospedali e case di cura, piscine e centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio e industrie chimiche.

In alcuni settori industriali la produzione combinata di energia elettrica e calore costituisce già un'opzione di generazione ampiamente consolidata che potrà assumere un peso ancor più rilevante in termini di apporti alla domanda elettrica nazionale e di risparmio energetico. Essa è invece molto meno diffusa nel settore residenziale e terziario dov'è ostacolata, oltre che dalla forte variabilità dei carichi, da un iter autorizzativo ancora oneroso e dagli elevati costi nel realizzare reti di distribuzione del calore necessarie per l'implementazione di un sistema di teleriscaldamento. Un possibile sviluppo futuro per la cogenerazione potrebbe risiedere, pertanto, nel passaggio dalla "generazione centralizzata" (impianti a ciclo combinato e reti termiche di grande taglia) alla "generazione distribuita" (piccole macchine localizzate presso l'utenza elettrica e termica, piccola cogenerazione e micro cogenerazione).¹

1.2 Quadro normativo

Alla luce di quanto detto, si può quindi capire perché la cogenerazione sia stata riconosciuta dal Parlamento Europeo come uno dei principali provvedimenti da adottare per soddisfare il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

¹ Gestore dei Servizi Energetici. Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento.
http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Guida%20CAR.pdf

La priorità è quindi stata quella di favorire una progressiva diffusione di una corretta produzione combinata di energia elettrica e termica, attraverso una serie di direttive in ambito europeo, poi recepite a livello nazionale con una serie di normative atte a disciplinare il settore in espansione.

1.2.1 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20

Questo decreto, di attuazione della Direttiva Europea 2004/8/CE, introduce il concetto della Cogenerazione ad Alto Rendimento e i criteri per il suo riconoscimento. Il criterio utilizzato è basato sul risparmio di energia primaria, ovvero *Primary Energy Savings* (PES), il quale consiste nel confronto tra la produzione di energia elettrica e calore combinata in seno ad un impianto cogenerativo, e nel caso di produzione separata per mezzo di tecnologie standard (caldaie e approvvigionamento di energia elettrica dalla rete).

La procedura per il calcolo del PES si articola in una serie di passaggi, riassunti di seguito, facendo riferimento alla *Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento* redatta dal GSE², oltre che alla normativa di riferimento.

Il primo passo consiste nel calcolare il rendimento globale dell'unità di cogenerazione, attraverso i seguenti parametri:

- $F_{UNITA'}$: energia del combustibile consumata dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione;
- $E_{UNITA'}$: energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione;
- H_{CHP} : calore *utile* prodotto dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione.

$$\eta_{globale} = \frac{E_{UNITA} + H_{CHP}}{F_{UNITA}} \quad (1)$$

Ai fini del calcolo sopra descritto è importante distinguere tra energia termica prodotta dall'impianto e *calore utile* prodotto dall'unità di cogenerazione. Per poter qualificare l'energia termica come calore utile (H_{CHP}), essa deve:

- essere prodotta da un'unità di *cogenerazione* (di conseguenza prodotta in combinazione con la produzione di energia elettrica CHP) nel periodo di rendicontazione;
- essere *effettivamente fornita* a scopi utili a un'utenza o a un processo industriale nel periodo di rendicontazione.

Nel caso di impianto con rendimento superiore o uguale al valore di soglia corrispondente (valori riportati nella tabella sottostante), l'intera unità può essere considerata cogenerativa, assumendo quindi:

- $E_{CHP} = E_{UNITA'}$
- $F_{CHP} = F_{UNITA'}$

Tabella 1: Rendimenti di impianti cogenerativi secondo il Decreto Legislativo n.20, 8 Febbraio 2007

Tipo di impianto	Rendimento limite
Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore	80%
Turbina a vapore a contropressione	75%
Turbina di condensazione con estrazione di vapore	80%
Turbina a gas con recupero di calore	75%
Motore a combustione interna	75%
Microturbina	75%
Motori Stirling	75%

Se invece tale limite non è rispettato, allora si deve valutare la quota di energia elettrica considerabile come cogenerativa, al fine di calcolare correttamente il PES dell'impianto. L'energia elettrica prodotta è divisa in

² Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento; http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Guida%20CAR.pdf

due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come non cogenerativa. La normativa, all'interno dell'Allegato II, spiega inoltre la procedura per calcolare le due frazioni.

Il risparmio di energia primaria deve essere calcolato secondo una formula specifica che considera gli indici di prestazione del sistema cogenerativo in esame e gli indici di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore. Tali valori sono poi corretti in base alle condizioni climatiche medie della zona e all'utilizzo dell'energia elettrica prodotta in assetto cogenerativo, per valutare le perdite di rete.

Dopo la sostituzione degli allegati con il successivo DM 4 agosto 2011, i valori di riferimento per la produzione separata di energia e calore sono stati aggiornati con il *Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015*.³

Come riportato nell'Allegato III del decreto, il risparmio di energia primaria fornito dalla produzione mediante cogenerazione è calcolato secondo la formula:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th,CHP}}{\eta_{th,s}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{el,s}}} \quad (2)$$

In cui:

- $\eta_{th,CHP}$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come la quantità annua di calore utile divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione;
- $\eta_{th,s}$ è il valore di rendimento di riferimento della produzione separata di calore;
- $\eta_{el,CHP}$ è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come energia elettrica annua da cogenerazione divisa l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione;
- $\eta_{el,s}$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica;

Sempre nell'Allegato II, si definiscono i requisiti per l'ottenimento della qualifica CAR, differenziati in base alla classe di potenza dell'impianto cogenerativo:

- Unità con capacità di generazione di almeno 1 MW_{el} devono conseguire un risparmio di energia primaria pari almeno al 10% ($PES \geq 0,1$).
- Unità con capacità di generazione inferiore a 1 MW_{el} (piccola e micro-cogenerazione) devono conseguire un risparmio di energia primaria che sia positivo ($PES > 0$).

E' stato inoltre introdotto il concetto di Garanzia di Origine dell'elettricità da Cogenerazione di Alto Rendimento, GOc. Come definito all'Articolo 4, comma 1, "l'elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento ha diritto al rilascio, su richiesta del produttore, della garanzia di origine di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, in seguito denominata garanzia di origine". La garanzia di origine può essere rilasciata solo qualora l'elettricità annua prodotta da cogenerazione ad alto rendimento sia non inferiore a 50 MWh. Il certificato d'origine è così utilizzabile dai produttori per attestare che l'elettricità da essi venduta è prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento. Altri benefici previsti dalla normativa sono le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano, il diritto ad accedere al servizio di "scambio sul posto" per impianti CAR con potenza nominale fino a 200 kW e la possibilità di vendita dell'energia in eccesso e procedure semplificate per l'autorizzazione alla costruzione e alla gestione di impianti cogenerativi.⁴

³ Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015.

<http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/Regolamento%20Delegato%20UE%202015-2402%20della%20Commissione%20del%2012%20ottobre%202015.pdf>

⁴ Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20; <http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/07020dl.htm>

1.2.2 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011

Questo decreto ha stabilito e aggiornato i criteri per il riconoscimento della condizione di CAR, completando il recepimento della direttiva 2004/8/CE, iniziato proprio con il Decreto Legislativo n. 20 dell'8 febbraio 2007.

Per quanto concerne il risparmio di energia primaria, nell'Allegato III si ritrova la stessa definizione del PES precedentemente introdotta, nella quale devono però essere utilizzati i valori aggiornati di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e di calore definiti, rispettivamente, negli allegati IV e V. Come accennato nel capitolo precedente, tali valori sono poi stati nuovamente aggiornati dal Regolamento delegato della Commissione.

Riguardo il nuovo metodo per il calcolo dell'energia elettrica da cogenerazione, si fa riferimento all'allegato II, nel quale sono anche definite le modalità per la determinazione dell'energia elettrica e termica non prodotti in regime di cogenerazione e distinguerli dalla produzione da cogenerazione.⁵

1.2.3 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011

Con questo decreto viene istituito il nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione di Alto Rendimento e allo stesso tempo sono stabilite le condizioni e le procedure per l'accesso a tale regime di aiuto economico. Inoltre le unità di cogenerazione, nuove o in seguito ad opere di rifacimento, hanno diritto, per ciascun anno in cui soddisfano i requisiti CAR, all'emissione di Titoli di Efficienza Energetica di valore pari alla riduzione dei consumi certificata.

Le condizioni per l'accesso al regime di sostegno, sono definite all'articolo 3 del DM e variano a seconda della data di entrata in esercizio dell'impianto:

1. Le unità di cogenerazione entrate in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2011 sono considerate CAR se rispondono ai criteri indicati nel Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011;
2. Le unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010, qualora non rientrino nella definizione di CAR secondo i criteri indicati nel decreto 4 agosto 2011 sopra citato, sono considerate cogenerative se rispondono alle condizioni e ai criteri stabiliti dalla Delibera AEEG 42/02 e s.m.i., fermo restando che i benefici economici sono riconosciuti secondo le modalità del presente decreto;
3. Le unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, riconosciute cogenerative secondo le norme applicabili alla data di entrata in esercizio, accedono ai benefici economici di cui al presente decreto nei limiti e nelle condizioni indicati all'articolo 29, comma 4, del Decreto Legislativo n. 28 del 3 Marzo 2011.

I titoli, anche noti come Certificati Bianchi, sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi di incremento di efficienza energetica, e possono essere utilizzati per l'assolvimento della propria quota da parte dei soggetti obbligati, essere scambiati fra gli operatori o ritirati dal GSE.

Il numero di certificati rilasciati è commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{E,RIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{T,RIF}} - F_{CHP} \quad (3)$$

Di seguito sono definite le grandezze che compaiono nella formula (tutte riferite all'anno solare considerato), così come sono definite nell'articolo 4 del decreto:

⁵ Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011.

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-4-AGOSTO-2011-2.pdf>

Tabella 2: Grandezze utili al calcolo del risparmio di energia primaria

Indice	Unità di misura	Descrizione
RISP	MWh	Risparmio di energia primaria realizzato dall'unità di cogenerazione
E_{CHP}	MWh	Energia elettrica prodotta in cogenerazione dall'unità di cogenerazione
H_{CHP}	MWh	Energia termica utile prodotta in cogenerazione dall'unità di cogenerazione
η_E^{RIF}	%	Rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano (0,46), corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia auto consumata e della quantità di energia immessa in rete (Allegato 7 del decreto del 4 agosto 2011)
η_T^{RIF}	%	Rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano (0,82 con utilizzo diretto di gas di scarico e pari a 0,9 nel caso di produzione di vapore/acqua calda)
F_{CHP}	MWh	Energia del combustibile utilizzato dall'unità di cogenerazione

Le grandezze E_{CHP} , H_{CHP} e F_{CHP} sono le medesime calcolate come indicato nel decreto 4 agosto 2011, prendendo a riferimento il rapporto energia/calore C_{eff} indicato nell'allegato 2 dello stesso.

L'entità del risparmio conseguito dall'unità di cogenerazione è convertito in Certificati Bianchi (C.B.) con la formula:

$$C.B. = RISP \cdot 0,086 \cdot K \quad (4)$$

Il valore dei certificati è quello fissato dall'AEEG per le imprese distributrici vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità e costante per tutta la durata del periodo di incentivazione.

Tabella 3: Valori del coefficiente di armonizzazione K

Potenza	K
$P \leq 1$ MW	1.4
$1 < P \leq 10$ MW	1.3
$10 < P \leq 80$ MW	1.2
$80 < P \leq 100$ MW	1.1
$P \geq 100$ MW	1

Come specificato sempre nell'articolo 3 al comma 2, i Certificati Bianchi sono riconosciuti per un periodo:

- dieci anni solari per le unità di cogenerazione, entrate in funzione o rifacimento di impianti esistenti, dopo il 7 marzo 2007;
- quindici anni per le per le unità di cogenerazione, entrate in funzione o rifacimento di impianti esistenti, dopo il 7 marzo 2007 e abbinate ad una rete di teleriscaldamento;
- cinque anni per le unità di cogenerazione entrate in funzione dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007 e riconosciute cogenerative secondo le normative vigenti durante la loro messa in opera nel limite riconosciuto del 30% rispetto alle altre unità.⁶

1.2.4 Regolamento Delegato (Ue) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015

Tale Regolamento⁷ rivede, a partire dal 1° Gennaio 2016, i rendimenti di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e calore da utilizzare per il calcolo del PES.

⁶ Ministero dello Sviluppo Economico. Decreto Ministeriale 5 settembre 2011.

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-5-SETTEMBRE2011.pdf>

⁷ Regolamento Delegato (Ue) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015;

In particolare, il rendimento elettrico di riferimento per la produzione di energia elettrica in condizioni ISO Standard (temperatura ambiente di 15 °C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60 %), è riportato in Tabella 4.

Tabella 4: Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione		
		Armonizzato al 2012	2012-2013	Dal 2014
Solidi	S1 Carbone fossile compreso antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	44,2	44,2	44,2
	S2 Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	41,8	41,8	41,8
	S3 Torba, mattonelle di torba	39,0	39,0	39,0
	S4 Biomassa secca (tra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e acciuri, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli)	33,0	33,0	33,0
	S5 Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non tecnici in S4 e liquame nero e marrom	25,0	25,0	25,0
	S6 Rifiuti urbani e industriali (non riciclabili) e rifiuti riciclabili/biodegradabili	25,0	25,0	25,0
Liquidi	L7 Olii combustibili pesanti, gasolio, altri prodotti petroliferi	44,2	44,2	44,2
	L8 Biodiesel compresi biometanolo, bioetanolo, biobutano, biodiesel e altri bioliquidi	44,2	44,2	44,2
	L9 Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non riciclabili (inclusi argo, grasso e fanghi)	29,0	29,0	29,0
Gas	G10 Gas naturale, GPL, GNL e bionaturali	52,5	52,5	52,5
	G11 Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12 Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	42,0	42,0	42,0
	G13 Gas di cokeria, gas di altalena, gas da incineratori metallurgici e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	33,0	33,0	33,0
Altri	O14 Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)			30,0
	O15 Energia nucleare			33,0
	O16 Energia solare termica			30,0
	O17 Energia geotermica			19,1
	O18 Altri combustibili non menzionati			30,0

I rendimenti di riferimento per la produzione separata di energia termica, sempre in condizioni ISO Standard, sono invece riportati in Tabella 5 a pagina successiva.

Tabella 5: Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia termica

Categorie	Tipi di combustibile	Anno di costruzione					
		Antecedente al 2016			Dal 2016		
		Acqua calda	Liquori (%)	Utile netto derivato dal gas di scarico (%)	Acqua calda	Liquori (%)	Utile netto derivato dal gas di scarico (%)
Solidi	S1 Carbone fossile compreso antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	88	81	40	88	81	40
	S2 Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	88	81	78	88	81	78
	S3 Torba, mattonelle di torba	88	81	78	88	81	78
	S4 Biomassa secca tra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	86	81	78	86	81	78
	S5 Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquore nero e marcione	80	75	72	80	75	72
	S6 Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	80	75	72	80	75	72
Liquidi	L7 Otto combustibili pesanti, gasolio, altri prodotti petroliferi	89	84	81	89	84	77
	L8 Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	89	84	81	89	84	77
	L9 Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, gesso e trucioli)	80	75	72	80	75	72
Gas	G10 Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	90	85	84
	G11 Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12 Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70	65	62	80	75	72
	G13 Gas di cokerie, gas di altoforno, gas da estrazione mineraria e altri gas di recupero (incluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72

1.3 Principali benefici per la Cogenerazione ad Alto Rendimento

Di seguito si sono riassunti i principali benefici che la legislazione attuale riconosce ad un impianto qualificato come CAR:⁸

- (1) La precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4 del D. Lgs. 16 marzo 1999, n.79);
- (2) L'esonero dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, commi 1, 2 e 3 del D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79);
- (3) La possibilità per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento di accedere, solo transitoriamente e a determinate condizioni, ai Certificati Verdi (art. 14 del Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20);
- (4) Le agevolazioni fiscali sull'accisa sul gas metano utilizzato per la cogenerazione (D. Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504 aggiornato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26);
- (5) La possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW (deliberazione dell'Autorità del 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 e s.m.i.);
- (6) La possibilità di accedere al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, secondo le modalità indicate dal DM 5 settembre 2011, utilizzabili per l'assolvimento della propria quota parte nel caso di soggetti obbligati, oppure per essere scambiati fra gli operatori o ritirati dal GSE;
- (7) La possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica, come definite dall'Autorità con la deliberazione n. ARG/elt 99/08;
- (8) La possibilità di ottenere una maggiorazione della tariffa per impianti alimentati a Fonti Energetiche Rinnovabili (premio FER).

⁸ Evoluzione normativa CAR;

<http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Certificati%20Bianchi%20e%20CAR/Evoluzione%20normativa%20CAR/Pages/default.aspx>

2 La micro-cogenerazione

Nel Dlgs 20/2007, all'articolo 2, comma 1, vengono definite "unità di piccola cogenerazione" le "unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MW elettrico" e "unità di micro-cogenerazione" le "unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 KW elettrici".

Lo scopo di questo capitolo approfondire il settore della micro-cogenerazione, cercando di capire quali aspetti ne hanno finora rallentato la diffusione rispetto alla cogenerazione di media e grossa taglia, e quali settori possano essere coinvolti in uno sviluppo futuro.

2.1 La micro-cogenerazione in Italia

Per meglio comprendere il quadro generale sulla situazione attuale del mercato della cogenerazione in Italia, si è fatto riferimento ai Progetti Europei CODE e CODE2.

Nel periodo 2008-2011, su iniziativa di COGEN Europe e con il sostegno della Commissione Europea fu condotto il progetto CODE ("Cogeneration Observatory and Dissemination Europe"), con il compito di esaminare l'attuazione della Direttiva Europea 2004/8/CE nei 27 paesi membri. Il Progetto CODE individuò un quadro di potenziale di cogenerazione aggiuntiva in Europa di 122 GW di potenza elettrica con una produzione di 455 TWh/a di elettricità e 1.000 TWh/a di calore. Per stimolare l'implementazione di tali potenzialità, fu lanciato nel luglio 2012 il Progetto CODE 2, ancora una volta promosso da COGEN Europe e co-finanziato dal programma "Intelligent Energy Europe" della Commissione Europea. Tale progetto, terminato il 01/12/2015, ha avuto l'obiettivo di definire le road-maps (linee guida) per lo sviluppo della cogenerazione fino al 2030, con particolare riferimento alla bio-cogenerazione e alla micro-cogenerazione. I risultati del progetto mostrano come, in riferimento al panorama italiano, emerga un trend generale positivo per quanto riguarda lo sviluppo della cogenerazione. Questa infatti ha avuto un tasso di sviluppo sul territorio nazionale abbastanza costante a partire dal 2004, portando a considerevoli risparmi di combustibile – intorno al 10,3% per il 2012 (pari a circa 1,46 Mtep di risparmio annuale rispetto alla produzione separata).⁹



Figura 1: Attrattiva degli investimenti nella CHP in Italia

⁹ ROADMAP per la COGENERAZIONE in ITALIA; http://www.fast.mi.it/pdf/code2_roadmap_ita.pdf

In Figura 1 è riportato il grado di attrattiva dell'investimento in tecnologie cogenerative nei diversi settori (industriale, teleriscaldamento, terziario e residenziale), alla luce delle tipologie d'incentivi attualmente presenti e del loro valore, delle normative in essere e dei prezzi di elettricità e gas naturale.

Si nota come gli investimenti percepiti come più interessanti dal punto di vista economico siano quelli nel **settore industriale** e per taglie medio-grandi, per i quali si avrebbero pay-back time di 5-6 anni, che si riducono a circa 4 anni grazie agli incentivi statali previsti, rendendo particolarmente interessanti gli investimenti nel settore. Anche nelle applicazioni relative al teleriscaldamento si ha un buon livello di attrattiva, se pur con tempi di ritorno dell'investimento leggermente più lunghi.

Per quanto concerne invece la micro-cogenerazione, si nota come essa abbia interesse limitato in ambito industriale, per evidenti ragioni di taglia, mentre in ambito residenziale l'interesse risulta modesto principalmente a causa degli alti costi di investimento e di manutenzione degli impianti. Attualmente, ulteriori barriere allo sviluppo del settore della micro-cogenerazione sono:

- **difficoltà tecniche** (applicazioni in appartamenti o abitazioni unifamiliari): in questi casi a pesare è la complessità degli impianti, sia a livello di installazione che di manutenzione e regolazione. Assenza di personale tecnico qualificato per la corretta manutenzione e gestione in esercizio;
- **difficoltà burocratiche**: iter autorizzativo eccessivamente complesso e articolato, che di fatto scoraggia potenziali nuovi utenti;
- **limitazioni della normativa**: secondo la vigente normativa, in caso di impianto condominiale, non è possibile vendere l'energia elettrica prodotta dalla micro-cogenerazione ai singoli condomini, ma è possibile utilizzarla solo per gli usi comuni (ascensori, illuminazione, scale e servizi in comune), riducendo enormemente i benefici economici ottenibili dall'impianto.

2.2 Sistemi Efficienti di Utenza

In questo contesto si inserisce la nuova normativa in tema di Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), analizzata con l'intento di individuare le possibili agevolazioni, ed eventuali limitazioni, per le applicazioni nel settore della micro-cogenerazione.

L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (di seguito Autorità), mediante il provvedimento 578/2013/R/eel e s.m.i. ha definito, con decorrenza 1° gennaio 2014, le modalità per la regolazione dei servizi di connessione, di misura, di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento e di vendita per le configurazioni impiantistiche che rientrano nella categoria dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, ivi inclusi i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU), dando attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo n. 115/08, dalla Legge 99/09 e dal Decreto Legge 91/14, come convertito dalla Legge 116/14.

Con tale provvedimento l'Autorità ha, inoltre, attribuito al GSE il compito di qualificare i sistemi SEU e SESEU.

I *Sistemi Efficienti di Utenza* (SEU e SESEU) fanno parte dei *Sistemi Semplici di Produzione e Consumo* (SSPC) sono costituiti da *almeno un impianto di produzione e da un'unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato, senza obbligo di connessione a terzi, e collegati direttamente o indirettamente alla rete pubblica*. I SSPC sono costituiti dai seguenti gruppi:

- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)
- Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)
- Altri Sistemi Esistenti (ASE)
- Sistemi di Autoproduzione (SAP)

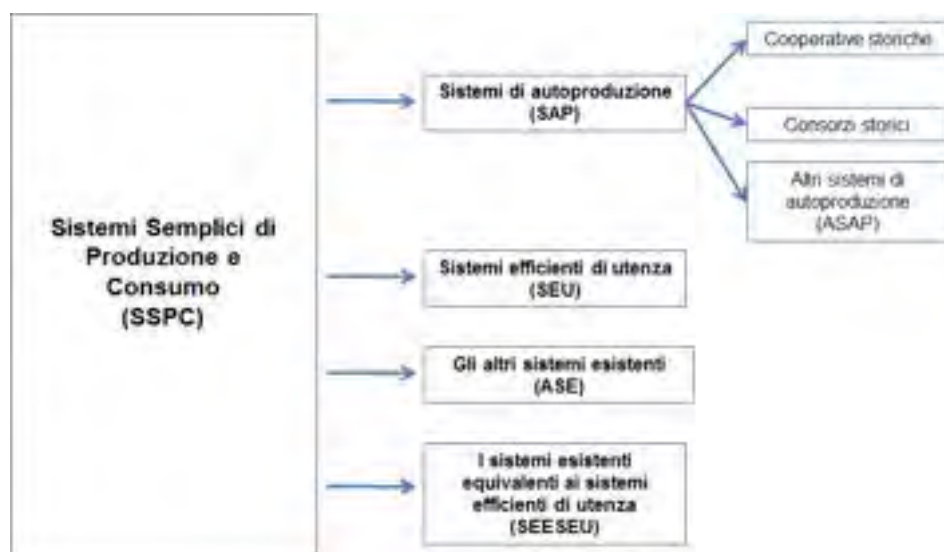


Figura 2: Sistemi assimilabili ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Con riferimento all'Allegato A della Delibera 578/2013/REEL, si definiscono di seguito i diversi sistemi assimilabili ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

Ai fini del riconoscimento della qualifica **SEU**, il sistema dovrà essere caratterizzato da:

- uno o più impianti di produzione di energia elettrica (con potenza non superiore a 20 MW e complessivamente installata sullo stesso sito), alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale;
- un'unità di consumo **di un solo cliente finale**;

L'unità di produzione e l'unità di consumo devono essere direttamente connesse, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi. Inoltre, per essere qualificato come SEU, "il sistema deve essere realizzato all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione" (comma 1.1, lettera ii).

Per quanto riguarda la qualifica a **SESEU** invece, sempre con riferimento all'allegato di cui sopra (comma 1.1, lettera jj), il sistema dovrà essere costituito da "realizzazioni che soddisfino tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii, iv e v":

- i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che la caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
- ii. sono sistemi esistenti al 1° gennaio 2014, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- iii. sono sistemi che rispettano i requisiti previsti per i SEU;
- iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata al 1° gennaio 2014, ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema;

- v. sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario.”

A seconda dei requisiti che caratterizzano il Sistema, il GSE riconoscerà la qualifica di SESEU-A (requisiti i-ii-iv), SESEU-B (requisiti i-ii-iii) o SESEU-C (requisiti i-ii-v).

I **SAP** (Sistemi di Autoproduzione) sono sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante.

Infine si definiscono gli **ASE** (Altri Sistemi Esistenti), come i sistemi non rientranti nelle precedenti configurazioni contemplate nell'ambito dei SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, a un'unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o a una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario.¹⁰

Tabella 6: Sintesi dei requisiti relativi ad ogni categoria dei SSPC

CATEGORIA	POTENZA MAX	OBBLIGO FER O CAR	VINCOLI DATA	VINCOLI GIURIDICI	VINCOLI DI "AREA"
SEU	20 MW	Sì	Nessuno	1 cliente; 1 produttore (anche diverso); 1 Unità di Consumo	Il Sistema deve essere realizzato all'interno di un'area senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale.
SESEU-A	Nessun limite	No	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008 e ottenute entro il 31 dicembre 2013	Unico soggetto giuridico (Produttore= Cliente) L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata al 1° gennaio 2014 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del SESEU-A	Nessuno
SESEU-B	20 MW	Sì	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008 e ottenute entro il 31 dicembre 2013	Come SEU	Come SEU
SESEU-C (valida fino al 31 dicembre)	Nessun limite	No	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008 e	Al 1° gennaio 2014 le Unità di Consumo che lo compongono devono essere gestite, in qualità di cliente finale, dal	Nessuno

¹⁰ Allegato A della Delibera 578/2013/Reel (TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO – TISSPC)
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/578-13all.pdf>

2015)			ottenute entro il 31 dicembre 2013	Entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2013	medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi, purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario
ASAP	Nessun limite	No	Nessuno	Consumo annuale per uso proprio, ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante non inferiore al 70% annuo dell'energia prodotta	Nessuno
ASE	Nessun limite	No	Nessuno	Una o più unità di produzione gestite, da un unico produttore o da produttori distinti ma appartenenti al medesimo gruppo societario. Un'Unità di Consumo gestita dal medesimo cliente finale o da clienti finali distinti ma appartenenti al medesimo gruppo societario	Nessuno

2.2.1 Struttura dei costi dell'energia elettrica

Per comprendere meglio la normativa sui Sistemi Efficienti di Utenza, è utile esaminare la struttura dei costi dell'energia elettrica in Italia. Tali considerazioni sono fondamentali per valutare i benefici economici introdotti dalla normativa sui SEU.

In generale, la struttura del costo dell'energia elettrica (€/kWh) per un cliente residenziale, si compone delle seguenti voci:

- Quota energia: spesa per la materia energia (approvvigionamento energia + commercializzazione al dettaglio);
- Oneri di rete e di misura (gestione del contatore);
- Oneri generali di sistema;
- Imposte.

Con riferimento al sito dell'Autorità, i valori delle diverse voci che formano il costo finale dell'energia elettrica, aggiornati al primo trimestre 2016, per un consumatore domestico tipo con 3 kW di potenza impegnata e un consumo annuo di 2700 kWh¹¹, sono schematizzabili come riportato in Tabella 7:

Tabella 7: Struttura dei costi dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo

Voce di costo		c€/kWh	% sul totale
Quota energia	Approvvigionamento energia	6,906	36,66
	Commercializzazione al	1,506	7,99

¹¹ Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico; <http://www.autorita.energia.it/it/dati/ees5.htm>

Oneri di rete e di misura	3,298	17,51
Oneri generali di sistema	4,609	24,47
Imposte	2,520	13,38
Totale	18,838	100

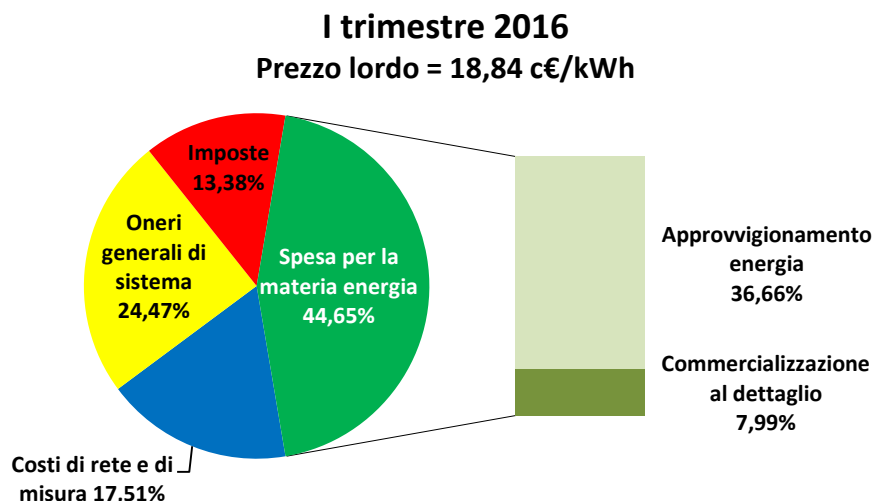


Figura 3: Struttura costo dell'energia elettrica

Ai fini della presente analisi, risulta fondamentale sviluppare la voce relativa agli *oneri generali di sistema*. Si tratta di componenti tariffarie a copertura degli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico nazionale (quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, ecc.), e sono espresse in c€/punto di prelievo o c€/kWh. Gli oneri generali sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione (quindi all'interno dei servizi di rete), in maniera differenziata per tipologia di utenza (domestica, illuminazione pubblica, altre utenze in bassa, media o alta tensione), secondo criteri che variano da componente a componente. In generale vengono individuati dalla lettera A seguita da un numero progressivo; si includono inoltre anche le componenti tariffarie introdotte da AEEG, ovvero le Ulteriori Componenti (UC).

In Tabella 8 sono elencate le componenti tariffarie ricadenti sotto la classificazione di oneri generali di sistema, con alcune informazioni relative alle utenze cui si riferiscono e la struttura che le contraddistingue.¹²

Tabella 8: Componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e ulteriori componenti

Componente	Natura	Utenti assoggettati	Struttura
A2 Oneri per la messa in sicurezza del nucleare	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Binomia: quota fissa (c€/punto di prelievo all'anno) + quota energia (c€/kWh)
A3 Incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Binomia: quota fissa (c€/punto di prelievo all'anno) + quota energia (c€/kWh)
A4 Regimi tariffari speciali per le Ferrovie dello Stato	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (c€/kWh)
A5 Sostegno alla ricerca di sistema	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Binomia: quota fissa (c€/punto di prelievo all'anno) + quota energia (c€/kWh)
As Copertura del bonus elettrico	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati, tranne i	Quota energia (c€/kWh)

¹² Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico; <http://www.autorita.energia.it/it/elettricità/onerigenerali.htm#a2>

		bonus	
Ae Agevolazione alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (c€/kWh)
UC3 Perequazione	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (c€/kWh)
UC4 Compensazioni per le imprese minori	Ulteriore componente	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (c€/kWh)
UC6 Qualità	Ulteriore componente	Tutti BT e MT, domestici e non, liberi e tutelati	Trinomia: quota fissa (c€/punto di prelievo all'anno) + quota potenza (c€/kW per anno) + quota energia (c€/kWh)
UC7 Promozione dell'efficienza energetica	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (c€/kWh)
MCT Compensazioni territoriali	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (c€/kWh)

Negli ultimi anni, gli oneri generali di sistema hanno rappresentato una quota crescente e sempre più significativa della spesa totale annua degli utenti finali; ad oggi infatti, tali oneri pesano per circa il 25% sul costo totale dell'energia elettrica in bolletta. Inoltre, tali componenti hanno subito negli ultimi anni un ulteriore aumento anche a causa della crescente generazione distribuita e della relativa energia autoconsumata, che ha comportato una sensibile contrazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete dai clienti finali con conseguente diminuzione del gettito complessivo. In tale contesto si inserisce proprio la nuova normativa relativa ai Sistemi Efficienti di Utenza, in quanto la qualifica SEU può comportare una riduzione significativa del costo dell'energia elettrica, grazie ad uno sgravio su parte della quota relativa agli oneri generali di sistema.

2.2.2 Benefici tariffari

Il beneficio per un sistema qualificato SEU o SESEU è di tipo economico, in quanto tale qualifica comporta una agevolazione tariffaria sull'energia elettrica autoconsumata (prodotta e non prelevata dalla rete), relativa alle *parti variabili degli oneri generali di sistema*.

Fino al 31/12/2014, i sistemi aventi diritto alla qualifica di SEU (o SESEU nelle varie articolazioni previste), pagavano oneri di sistema esclusivamente sui prelievi di energia elettrica dalla rete pubblica, fatturati al titolare del POD dall'impresa di vendita (tutti gli oneri, componenti A, UC e MCT). Nessun onere di sistema era invece dovuto sull'energia autoprodotta e autoconsumata.

A decorrere dal 01/01/2015, è stato previsto che i titolari di SEU partecipassero ad alleggerire il costo del sistema elettrico imponendo sulla quota di energia elettrica autoconsumata e non prelevata dalla rete pubblica una quota degli oneri di sistema normalmente imposti sull'energia prelevata dalla rete (viene quindi assoggettato ad oneri l'autoconsumo). In prima applicazione l'entità della maggiorazione è stata stabilita pari al 5% delle componenti A e MCT (articolo 24 della Legge 116/14 e delibera dell'Autorità 609/2014/R/EEL).

I sistemi invece definiti come ASAP o ASE sono obbligati al pagamento degli oneri di trasporto solamente per la parte di energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, mentre gli oneri generali variabili sono da pagare su tutta l'energia consumata.

Gli impianti a fonte rinnovabile eserciti in Scambio Sul Posto (SSP), di potenza inferiore ai 20 kW sono esonerati dal pagamento di oneri sull'energia autoconsumata anche per gli anni successivi al 2014.

Poiché per applicare tale disposizione sarebbe necessario misurare esattamente quanta energia produce ogni impianto, l'AEEGSI (Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico) è stata incaricata di individuare le modalità applicative, eventualmente con opportune semplificazioni nei casi di sistemi

"piccoli". L'Autorità ha quindi introdotto un sistema basato su *pagamenti forfettari* basato sulla tipologia di allacciamento, taglie dell'impianto e fonte.¹³

E' stato quindi previsto che per i SEU connessi in BT e in MT, tale contributo venisse riscosso in via forfettaria mediante una maggiorazione della componente tariffaria A3 di entità equivalente al 5% di A e MCT. La maggiorazione A3 riscossa mediante detto sistema viene versata alla CCSE (Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico) a cura delle imprese distributrici e ripartita da questa tra le varie componenti A e MCT secondo le percentuali fissate da AEEGSI.

Nello specifico, la delibera 609/2014/R/EEL ha poi previsto che **per i punti di prelievo in BT il valore da pagare sia di 36 euro/punto di prelievo/anno** (salvo successivo aggiornamento).

Per quelli in media tensione (esclusi gli energivori) la cifra da pagare è invece calcolata secondo la seguente formula:

$$\text{Maggiorazione A3} = \text{Potenza} \cdot \text{Ore} \cdot \alpha \cdot \text{Aliquota} \quad (5)$$

Dove:

- **Ore** è il numero di ore di riferimento differenziato per fonte, fissato convenzionalmente a: 1200 per il fotovoltaico; 4000 per l'idroelettrico; 1200 per l'eolico e 5000 per le altre fonti;
- **α** è un parametro che tiene conto dell'incidenza dell'autoconsumo in sito sulla produzione totale di energia elettrica ed è convenzionalmente posto pari a 0,35 per il fotovoltaico; 0,25 per l'idroelettrico; 0,1 per l'eolico e 0,6 per le altre fonti.
- **Aliquota** in questa fase è il 5% del valore unitario variabile delle componenti A + MCT (eventuali rimodulazioni della percentuale di oneri da pagare, saranno effettuate a cadenza biennale e varranno solo per gli impianti non ancora in esercizio al momento in cui gli aumenti verranno deliberati). Per i prossimi due anni, fino al prossimo aggiornamento, l'aliquota è stata fissata, pari a **0,273 c€/KWh**.

Per i punti di prelievo in alta e altissima tensione, nonché per quelli nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (anche in media tensione), viene invece applicato, a conguaglio da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico (oggi CSEA, Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali), un sistema di maggiorazioni calcolate a livello di singola impresa in base ai dati di consumo effettivi di tali imprese.

Le maggiorazioni saranno determinate applicando il **5% dei corrispettivi unitari variabili delle componenti A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT**.

Le quote di oneri da pagare sull'energia autoconsumata e non prelevate dalla rete, possono essere aggiornate su base biennale (la quota non potrà salire di più di 2,5 punti percentuali per ogni aggiornamento) dal 1° gennaio 2016 con decreti del MiSE, tenendo conto di due criteri:

- La percentuale da pagare "deve essere minore per i sistemi che non accedono a incentivi statali sull'energia prodotta";
- L'aggiornamento sarà fatto "al fine di non ridurre l'entità complessiva dei consumi soggetti al pagamento degli oneri".

Cioè l'autoconsumo da impianti non incentivati pagherà meno e le percentuali di oneri da pagare cresceranno in parallelo alla riduzione della quantità di energia prelevata dalla rete, cioè man mano che l'autoconsumo si diffonde e/o che la domanda cala. Queste modifiche varranno solo per gli impianti non ancora in esercizio al momento in cui gli aumenti saranno deliberati.

Il reale vantaggio economico di gestire un SEU risiede pertanto sostanzialmente nel costo evitato di approvvigionamento. Se infatti un utente non SEU corrisponde il 100% degli oneri di sistema, degli oneri di

¹³ Guida alla qualifica dei sistemi SEU e SESEU;

http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/GSE_Documenti/Qualifiche%20SEU/Guida%20Qualifica%20SEU%20e%20SESEU.pdf

rete etc, un utente SEU (sulla sola quota di autoconsumo) corrisponde il 5% delle componenti A e MCT (non sono dovuti oneri di rete né altri oneri di sistema come le "ulteriori componenti" UC).

Tabella 9: Benefici tariffari in base alla categoria di Sistema a decorrere dall'anno 2015

Categoria	Componenti fisse di trasporto	Componenti variabili di trasporto	Componenti fisse oneri generali	Componenti variabili oneri generali	Componente MCT
SEU	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete pubblica	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete + 5% dell'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete	Energia elettrica prelevata dalla rete + 5% dell'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete
SESEU-A	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete pubblica	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete + 5% dell'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete	Energia elettrica prelevata dalla rete + 5% dell'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete
SESEU-B	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete pubblica	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete + 5% dell'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete	Energia elettrica prelevata dalla rete + 5% dell'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete
SESEU-C	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete pubblica	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete + 5% dell'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete	Energia elettrica consumata
ASE/ASAP	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica prelevata dalla rete pubblica	Punto di connessione con la rete pubblica	Energia elettrica consumata	Energia elettrica consumata

2.2.3 SEU e CAR

Inizialmente la normativa 183/2013/R/EEL definiva, ai fini dell'applicazione della definizione di SEU, un impianto CAR per un dato anno n-esimo se, sulla base dei dati a consuntivo dell'anno precedente, la E_{CHP} (cioè la parte dell'energia elettrica prodotta lorda attribuibile alla cogenerazione ad alto rendimento) fosse diversa da 0. In quel caso *i benefici tariffari associati a un SEU erano attribuiti solamente alla E_{CHP} e non a tutta l'energia elettrica prodotta.*

Con l'aggiornamento attraverso la delibera 578/2013/R/EEL la modalità di accesso per un impianto CAR alla qualifica di SEU cambia. Questo potrà essere considerato SEU solo se:

$$E_{CHP} \geq 0,5 \cdot E_{prodotta} \quad (6)$$

dove:

- E_{CHP} è l'energia elettrica cogenerata dell'impianto di cogenerazione come indicato al cap. 1.2.3;
- $E_{prodotta}$ è l'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto di cogenerazione comunicata annualmente al GSE e desunta dalla dichiarazione di consumo presentata all'Agenzia delle Dogane.

Diversamente rispetto a prima, si applicano i benefici associati all'attribuzione della qualifica di SEU *all'intera produzione di energia elettrica*, sia essa prodotta in condizione di CAR che non.

3 Analisi di scenario

In questo capitolo si sono confrontate due possibili configurazioni di micro-CHP in ambito residenziale, con l'intento di evidenziare gli aspetti principali della normativa sui Sistemi Efficienti di Utenza (si veda cap. 2.2), ed eventuali benefici o limiti che essi pongono alle possibili applicazioni della micro-cogenerazione.

3.1 Scenari ipotizzati

La scelta dei due scenari è stata effettuata per analizzare gli effetti del vincolo principale della normativa, ovvero *l'unicità dell'unità di consumo di un solo cliente finale*. Per chiarire meglio tale concetto, si fa riferimento alla normativa dell'Autorità, che definisce *Unità di Consumo*¹⁴ come:

“Insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi ad una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa coincide con la singola unità immobiliare o con l'insieme costituito dalla singola unità immobiliare e dalle sue relative pertinenze qualora insistenti sulla medesima particella catastale o su particelle contigue. Il predetto insieme può anche coincidere con un insieme di unità immobiliari non legate da un vincolo pertinenziale a condizione che ricorrano entrambe le seguenti condizioni:

- o sono unità immobiliari localizzate su particelle catastali contigue in un unico sito produttivo e nella piena disponibilità della medesima persona giuridica;
- o sono unità immobiliari utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate in via esclusiva alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto”.

Sostanzialmente per unità di consumo si intende l'insieme dei punti di utilizzo di energia di titolarità di un solo soggetto che possano essere considerati unitariamente in funzione del loro utilizzo. Inoltre, il titolare del punto di consumo deve avere anche la piena disponibilità dell'area dove sono situati gli impianti di produzione. Per piena disponibilità si intende il diritto di proprietà, il diritto di superficie o di usufrutto, ovvero un titolo contrattuale come la locazione o il comodato.

Questo aspetto pone una significativa limitazione sull'applicabilità dei SEU, **non essendo consentite configurazioni uno-a-molti**, che prevedono un certo numero di utenti distinti. Ad esempio:

1. All'interno di un condominio, l'impianto sull'area condominiale potrà servire solo le utenze condominiali;
2. All'interno di un sito industriale o di un'area artigianale, l'impianto di produzione non potrà essere al servizio dell'intera area, ma potrà essere al servizio di un solo cliente finale, che dovrà essere insediato nella stessa area ove è collocato l'impianto;
3. Una amministrazione pubblica non potrà sfruttare tutte le aree libere nella sua disponibilità per strutturare il sistema efficiente di utenza, ma dovrà installare l'impianto di produzione solo dove ha l'unità di consumo.

¹⁴ Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL; <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/578-13all.pdf>

Per quanto riguarda gli esempi (2) e (3) legati al vincolo di area, tale tipo di limitazione incide in modo significativo sulla possibilità di utilizzare i SEU per quelle fonti come il mini eolico e l'idroelettrico, per le quali, per ragioni tecniche, è molto difficile avere nello stesso luogo unità di produzione e consumo.

Per quanto riportato sopra, si è quindi scelto come riferimento per l'analisi di scenario una multi-utenza di tipo residenziale (condominio), esaminando le due possibili configurazioni seguenti:

- A. Condominio con micro-CHP per utenze condominiali (scenario di attuale applicazione dei SEU);
- B. Condominio con micro-CHP per utenze condominiali **e private** (scenario ipotetico).

3.2 Utenza analizzata

Per lo scopo che ci si propone, è stata scelta un'utenza condominiale sita in Torino, composta da 18 alloggi per una volumetria riscaldata complessiva di 2803,91 m³ (si tratta di appartamenti di circa 156 m³ ciascuno: 60 m² di superficie e un'altezza di 2,6 m).

Le valutazioni energetiche sono state effettuate sui fabbisogni di energia termica ed elettrica determinati dai profili di carico annuali relativi al condominio considerato. Il profilo di carico termico è sperimentale, ed è tratto da un contatermie installato al piè di stabile dell'edificio. Il profilo di carico elettrico è invece simulato, partendo da una distribuzione statistica di oltre 500 profili sperimentali residenziali: si ritiene pertanto che esso fornisca una buona approssimazione della richiesta elettrica reale dell'utenza.

3.2.1 Fabbisogno di energia termica

I dati sui consumi di energia termica, relativi al periodo compreso tra Marzo 2015 e Febbraio 2016, si riferiscono a tutta la volumetria riscaldata e sono stati rappresentati nel grafico di seguito, nel quale sono riportati i picchi di potenza giornalieri in funzione del giorno dell'anno corrispondente.



Figura 4: Profilo di carico termico annuale dell'utenza condominiale

Il fabbisogno totale per di energia termica (riscaldamento + acqua calda sanitaria) per l'utenza considerata è pari a 159880 kWh/anno.

3.2.2 Fabbisogno di energia elettrica

Per quanto riguarda la richiesta di energia elettrica, si sono distinti due contributi:

1. Fabbisogno elettrico relativo alle utenze private (alloggi), determinato sulla base dei dati di assorbimento orari relativi a tutto l'anno, simulati come precedente indicato;
2. Fabbisogni elettrici condominiali, relativi quindi ai servizi comuni (illuminazione notturna scale e giardino, ascensore, citofoni e sistemi d'allarme), calcolati attraverso opportune stime.

Di seguito è riportato il profilo di carico annuale relativo agli alloggi del condominio, dove emergono i valori di potenza orari relativi a tutto l'anno.

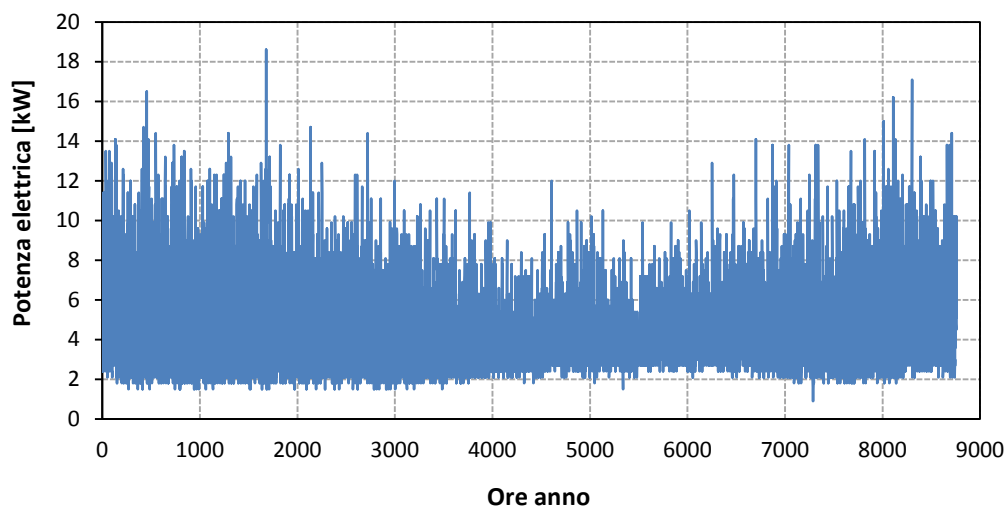


Figura 5: Profilo di carico elettrico annuale dell'utenza condominiale

Il fabbisogno elettrico totale relativo alle utenze private del condominio, calcolato dai dati disponibili, è pari a 40678 kWh annui.

Riguardo ai fabbisogni elettrici condominiali, di seguito sono riportate le potenze impegnate e le ore di lavoro giornaliere medie per le diverse tipologie di utilizzatore considerato, con riferimento ad un condominio tipo di 5 piani¹⁵:

Tabella 10: Utilizzatori per consumi elettrici condominiali

Utilizzatore	Periodo anno	Media ore lavoro giornaliera	Potenza media	Consumi giorno
Ascensore	Tutto l'anno	5 ore	3,5 kW	17,5 kWh
Illuminazione scale e giardino	Tutto l'anno	10 ore	1,8 kW	18 kWh
Citofoni e sistemi d'allarme	Tutto l'anno	24 ore	0,6 kW	14,4 kWh

I consumi annuali "comuni" sono quindi pari a 18214 kWh/anno, che devono essere aggiunti al fabbisogno elettrico totale del condominio relativo alle utenze private.

Prima di procedere con i casi specifici, è opportuno fare alcune considerazioni sul cogeneratore e sulle ipotesi di calcolo adottate per le valutazioni energetiche ed economiche.

3.3 Dimensionamento del micro-cogeneratore

La simulazione è stata condotta impiegando una unità TOTEM prodotta dalla TOTEM ENERGY, una società del gruppo Asja che lavora da anni nel settore delle rinnovabili e della riduzione dei gas ad effetto serra.¹⁶

¹⁵ <http://www.tecnosolare.it/schede%20preventivi/18%20Scheda%20fv%20Condominiale%20Grid-Connected.pdf>

¹⁶ TOTEM ENERGY, Asja Group; <http://www.totem.energy>

Il micro-cogeneratore TOTEM è disponibile nelle versioni da 10, 20 e 25 kW elettrici (rispettivamente 22, 42 e 50 kW termici). E' costituito da un motore a combustione interna alimentato a gas naturale prodotto da Fiat Chrysler Automobiles che, accoppiato ad un alternatore, produce energia elettrica. Tramite un sistema di scambiatori, il calore del motore e dei fumi di scarico viene recuperato e reso disponibile all'utente.

In Figura 6 è riportato il profilo di carico termico della palazzina, e i livelli di potenza termica erogata dai modelli TOTEM. Al fine di minimizzare la quantità di calore dispersa in ambiente, si è deciso di procedere nella simulazione con la macchina TOTEM 10 (10 kW elettrici e 22 kW termici). In Figura 6 e Figura 7 sono riportate alcune immagini dell'unità.

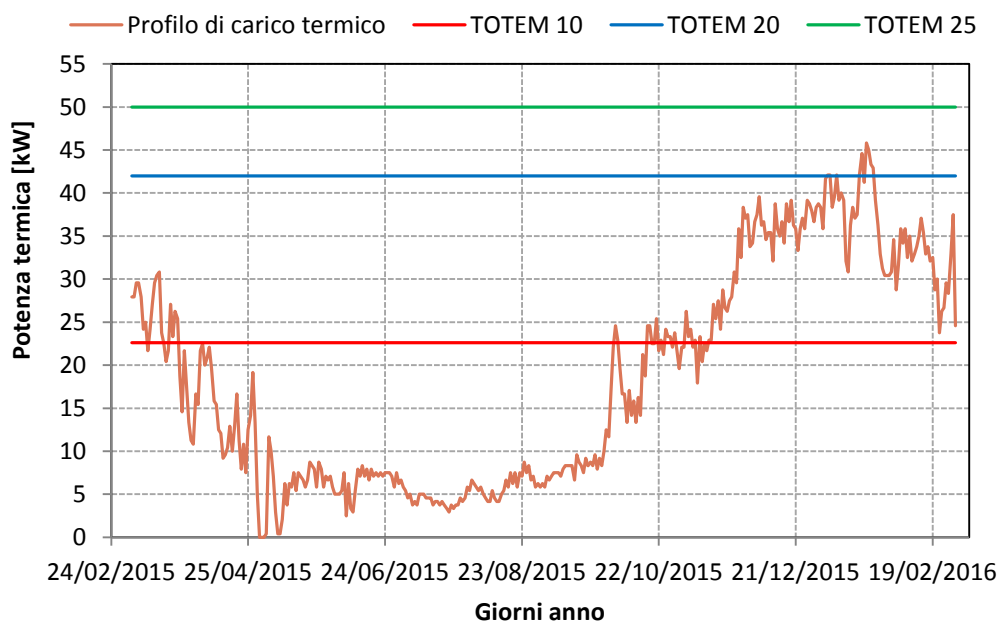


Figura 6: Scelta della taglia del micro-cogeneratore



Figura 7: Micro-cogeneratore TOTEM 10

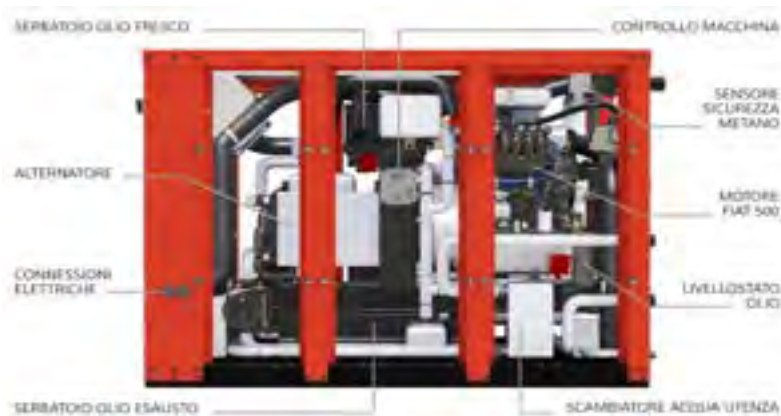


Figura 8: Vista delle diverse componenti del micro-cogeneratore TOTEM 10

Si riportano in Tabella 11 i principali dati di targa del modello di micro-cogeneratore scelto, utilizzati per i calcoli effettuati:

Tabella 11: Principali dati di targa del TOTEM 10

Modello	TOTEM 10
Potenza elettrica nominale	10 kW
Potenza termica nominale	22,6 kW
Rendimento elettrico	30 %
Rendimento totale	97 %
Consumo di gas naturale	3,69 Sm ³ /h

Il potere calorifico inferiore del gas naturale è stato assunto pari a 9,61 kWh/Sm³.

3.4 Ipotesi di calcolo

Nel seguito si presentano le principali ipotesi di calcolo adottate nello studio, premettendo che lo scopo dello stesso è fornire una prima valutazione qualitativa degli effetti della normativa SEU nell'ambito residenziale.

3.4.1 Condizioni di funzionamento

Il confronto tra le due configurazioni studiate è stato effettuato ipotizzando di far lavorare il motore solo durante il periodo di riscaldamento, che per la città di Torino (zona climatica E) va dal 15 ottobre al 15 aprile. Si è inoltre tenuto in conto che nel periodo considerato, il limite massimo consentito per l'accensione degli impianti termici è pari a 14 ore giornaliere. Le ore di funzionamento annue considerate sono quindi 2562.

L'ipotesi che si adotterà nei calcoli è che il cogeneratore non moduli la propria potenza, ovvero che funzioni a potenza e rendimenti nominali: nel caso in cui la potenza elettrica richiesta fosse minore di quella erogata, l'eccesso di energia elettrica sarà considerato venduto in rete, l'eccesso di termico invece disperso in ambiente.

In Figura 9 si riporta il profilo di accensione dell'unità cogenerativa e la potenza termica nominale prodotta, rispetto al carico termico annuo della palazzina.

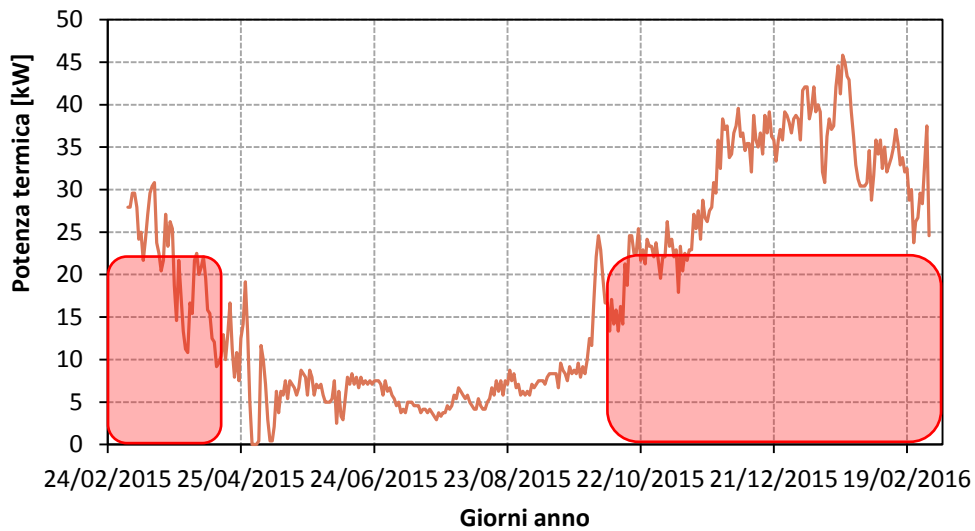


Figura 9: Profilo di accensione dell'unità cogenerativa e potenza termica nominale prodotta

3.4.2 Autoconsumi di energia

L'autoconsumo di energia termica è stato calcolato dal confronto fra i dati di fabbisogno giornalieri disponibili, e l'energia complessivamente prodotta lungo le 14 ore giornaliere di funzionamento del cogeneratore:

$$E_{th,CHP,giorno} = P_{th} \cdot h_{giorno} = 22,6 \text{ kW} \cdot 14 \text{ ore/giorno} = 316,4 \text{ kWh/giorno} \quad (7)$$

Si è pertanto supposto che l'eventuale esubero di potenza istantanea prodotta dal motore, possa essere opportunamente compensato dagli accumuli termici installati.

Sulla base dei dati orari di potenza elettrica, confrontati puntualmente con la potenza elettrica del cogeneratore (10 kW), si è stimata la richiesta energetica delle utenze private soddisfatta e quindi considerata come autoconsumo. La produzione elettrica istantaneamente eccedente la richiesta delle utenze, è riversata in rete.

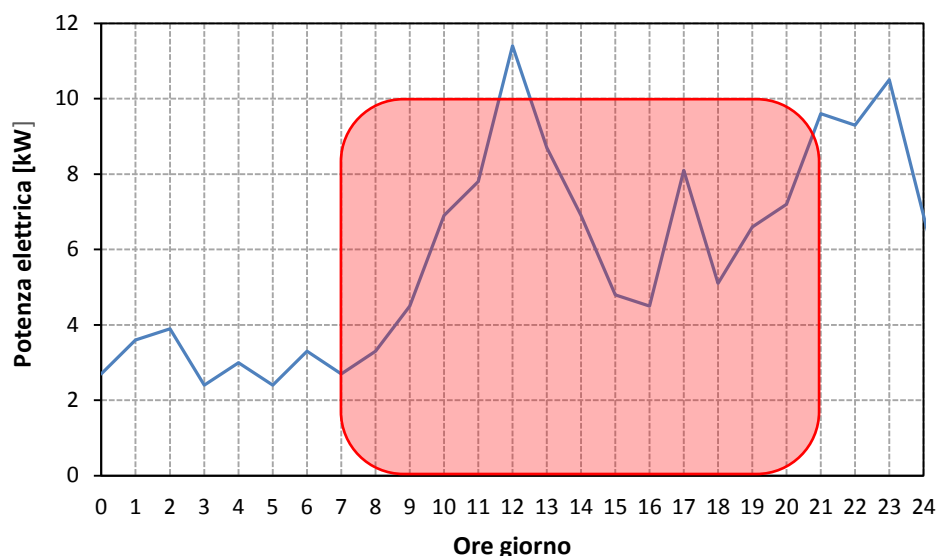


Figura 10: Profilo di carico elettrico giornaliero utenze private

In Figura 10 è invece riportato il profilo di carico elettrico giornaliero e il profilo di produzione elettrica giornaliera del cogeneratore, assunto costante per le 14 ore/giorno (rettangolo rosso).

Per quanto attiene ai consumi condominiali comuni, cui si rimanda al capitolo 3.2.2, sono state adottate le seguenti ipotesi:

- il fabbisogno per l'illuminazione di scale e giardino (10 ore/giorno) è stato considerato relativo alle ore notturne, quando quindi il TOTEM è spento, non venendo mai considerato nella quota di energia autoconsumata;
- la quota potenza relativa a citofoni e sistemi d'allarme (0,6 kW), essendo richiesta a tutte le ore del giorno, è stata addizionata ai valori orari di potenza delle utenze private e considerata nelle valutazioni sopra esposte;
- per la "quota ascensore" (3,5 kW per una media di 5 ore al giorno), si è invece ipotizzato che il TOTEM possa coprire il 75% del fabbisogno totale.

Con queste assunzioni è stato possibile stimare, con buona approssimazione della realtà, le quantità energetiche di interesse per la cogenerazione, necessarie per le valutazioni economiche sulle configurazioni d'impianto studiate, in modo da ottenere dei risultati significativi.

3.4.3 Dati in input e variabili calcolate

In Tabella 12 si riassumono i termini utilizzati per svolgere l'analisi energetica e con quale metodo e/o formula gli stessi sono stati calcolati.

Tabella 12: Grandezze utilizzate per la valutazione energetica delle configurazioni

Variabile	Unità di misura	Note
P_{el}	kW	Dato fornito dal produttore (Tabella 9 vedi cap.3.3)
P_{th}	kW	Dato fornito dal produttore (Tabella 9 vedi cap.3.3)
η_{el}	%	Dato fornito dal produttore (Tabella 9 vedi cap.3.3)
η_{tot}	%	Dato fornito dal produttore (Tabella 9 vedi cap.3.3)
$\dot{V}_{GN}$	Sm^3/h	Dato fornito dal produttore (Tabella 9 vedi cap.3.3)
$h_{funzionamento}$	ore/anno	Valore calcolato come descritto al cap.3.4.1
$EE_{fabbisogno}$	kWh	Fabbisogno di energia elettrica (vedi cap.3.2.2)

$EE_{prodotta}$	kWh	Energia elettrica prodotta dal motore: $EE_{prodotta} = P_{el} \cdot h_{funzionamento}$
$EE_{autoconsumata}$	kWh	Energia elettrica autoconsumata: valutata in base alle considerazioni del cap.3.4.2
$EE_{integrazione}$	kWh	Energia elettrica da richiedere in rete: $EE_{integrazione} = EE_{fabbisogno} - EE_{autoconsumata}$
$EE_{eccesso}$	kWh	Energia elettrica venduta alla rete: $EE_{eccesso} = EE_{prodotta} - EE_{autoconsumata}$
$ET_{fabbisogno}$	kWh	Fabbisogno di energia termica (vedi cap.3.2.2)
$ET_{prodotta}$	kWh	Energia termica prodotta dal motore: $ET_{prodotta} = P_{th} \cdot h_{funzionamento}$
$ET_{autoconsumata}$	kWh	Energia termica autoconsumata: valutata in base alle considerazioni del cap.3.4.2
$ET_{integrazione}$	kWh	Energia termica da integrare con caldaie ausiliarie: $ET_{integrazione} = ET_{fabbisogno} - ET_{autoconsumata}$
$ET_{eccesso}$	kWh	Energia termica ceduta all'ambiente: $ET_{eccesso} = ET_{prodotta} - ET_{autoconsumata}$
V_{GN}	Sm^3	Volume di gas metano consumato dal micro-cogeneratore: $V_{GN} = \dot{V}_{gas} \cdot h_{funzionamento}$
$V_{GN, defiscalizzato}$	Sm^3	Volume di gas che può accedere alla defiscalizzazione: $V_{GN, defiscalizzato} = 0,22 Sm^3/kWh_{el}$
$V_{GN, non defiscalizzato}$	Sm^3	Volume di gas che non accede alla defiscalizzazione: $V_{GN, non defiscalizzato} = V_{GN} - V_{GN, defiscalizzato}$

3.5 Analisi economica

L'analisi economica è basata sul calcolo dei due seguenti indicatori di performance:

- margine operativo lordo (MOL) di esercizio, dato dalla differenza fra il totale dei ricavi annuali e il totale dei costi annuali [€/anno];
- tempo di ritorno semplice dell'investimento (SPB), dato dal rapporto fra il costo totale di investimento, e il MOL annuo [anni].

Nel seguito si riportano le analisi condotte.

3.5.1 Ricavi

I ricavi dell'impianto di micro-cogenerazione ipotizzato sono:

- Il risparmio dovuto all'energia elettrica prodotta e autoconsumata ($EE_{autoconsumata}$);
- L'eventuale vendita in rete dell'energia elettrica prodotta in eccesso ($EE_{eccesso}$);
- Il risparmio relativo al gas non acquistato per la produzione di energia termica utile prodotta dal motore e autoconsumata ($ET_{autoconsumata}$);

- I Certificati Bianchi, ovvero gli incentivi presenti nel caso in cui il sistema risulti CAR (vedi cap. 1.2.3).

I risparmi legati agli autoconsumi di energia elettrica sono stati valorizzati considerando il prezzo monorario, aggiornato al primo trimestre 2016, per cliente domestico con potenza impegnata fino a 3 kW e consumi pari 2700 kWh (fonte AEEGSI).¹⁷

La vendita in rete di energia elettrica è stata valorizzata al *prezzo minimo garantito* stabilito dal GSE per il Ritiro Dedicato¹⁸, regime applicabile in quanto l'impianto è alimentato a gas naturale (fonte non rinnovabile), ma con una potenza nominale apparente inferiore ai 10 MVA posti come limite.

Tabella 13: Valorizzazione risparmio di energia elettrica

	Unità	Valore
Prezzo monorario energia elettrica	0,163183	€/kWh
Prezzo minimo garantito	39	€/MWh

Per quanto riguarda l'energia termica invece, si è utilizzato il prezzo per la fornitura di gas in condominio con uso domestico (sempre dal sito dell'AEEGSI)¹⁹, prendendo come alternativa la produzione di energia termica in una caldaia:

Tabella 14: Valorizzazione risparmio di energia termica

	Unità	Valore
Costo metano	0,772	€/Sm ³
PCI metano	9,61	kWh/Sm ³
Rendimento caldaia	88	%
Costo energia termica	0,0913	€/kWh

Infine, i Certificati Bianchi sono stati valorizzati al prezzo di riferimento aggiornato dal GME²⁰, per i titoli della tipologia II-CAR, riconosciuti ai risparmi di energia conseguiti dagli impianti di cogenerazione ad alto rendimento comunque alimentati. Il prezzo attuale è di circa 120 €/TEE.

Per accedere all'incentivo dei certificati bianchi e alla defiscalizzazione del gas, i cui benefici verranno considerati nel capitolo successivo relativo ai costi dell'impianto come una "spesa evitata", l'impianto deve essere riconosciuto CAR.

Per le formule rimanda al capitolo 1.2.3, dove si è appunto introdotto il concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Di seguito sono riportati i valori di riferimento per l'impianto studiato, con riferimento alle Direttive e Linee Guida citate Paragrafo 1.2, utilizzati per il calcolo dei parametri di interesse:

Tabella 15: Valori di riferimento per il calcolo del PES, del RISP e dei TEE

	Valore	Unità
$\eta_{th,s}$	92	%
$\eta_{el,s}$	53	%
Correzione climatica Torino	0,1	%/°C
Temperatura media Torino	12,6	°C
	Energia autoconsumata	Energia venduta in rete
Correzione perdite evitate sulla rete (< 0,45 kV)	0,851	0,888
η_{th}^{RIF}	92	%
η_{el}^{RIF}	45	%

¹⁷ Prezzo monorario energia elettrica, AEEGSI; <http://www.autorita.energia.it/it/elettricità/prezzirif.htm>

¹⁸ Ritiro Dedicato, GSE; <http://www.gse.it/it/Ritiro%20e%20scambio/Ritiro%20dedicato/Pages/default.aspx>

¹⁹ Prezzo fornitura gas condomini, AEEGSI; <http://www.autorita.energia.it/it/dati/condec.htm>

²⁰ Gestore Mercati Energetici (GME); <http://www.mercatoelettrico.org/it/>

K	1,4	-
---	-----	---

3.5.2 Costi

Per l'impianto di micro-cogenerazione ipotizzato, si sono considerate le seguenti voci di costo:

- Gas naturale, che rappresenta la voce di costo più importante; tale contributo è calcolato su tutto il volume di gas consumato dal motore, considerando il costo della quota energia (€/Sm³) del gas;
- Manutenzione del cogeneratore, tipicamente proposta dai costruttori degli impianti con contratti quotati a energia elettrica prodotta o ad ore di funzionamento;
- Imposte gas, composte dall'accisa e dall'addizionale regionale; sono state valutate solo sulla quota di gas non defiscalizzato, pari alla differenza tra il volume totale di gas consumato e quello defiscalizzato;
- Accise sull'energia elettrica, valutate sulla quota autoconsumata, come previsto dalla normativa di riferimento (articolo 53 si soggetti obbligati)²¹;
- Imposta prevista per i sistemi riconosciuti SEU a copertura degli oneri generali di sistema sull'energia autoconsumata: si è utilizzata la quota forfettaria prevista per i sistemi connessi in BT (cap. 2.2.2).

Per quanto concerne le accise sul gas, la delibera AEEG 16/98 ha sancito la defiscalizzazione sull'acquisto dei combustibili per impianti di cogenerazione. In particolare, per il gas naturale, non è applicata l'accisa su 0,22 Sm³ di gas per ogni kW_{el} prodotto.

Nella tabella seguente sono riassunti i costi adottati per valutare i casi esaminati:

Tabella 16: Valori delle voci di costo considerate

Costi	Valore	Unità
Manutenzione del cogeneratore	20	€/MWh
Costo del gas (Quota energia)	0,4286	€/Sm ³
Imposte gas (Accisa + Addizionale regionale)	0,2077	€/Sm ³
Accisa energia elettrica autoconsumata	0,0227	€/kWh
IVA (media pesata sugli scaglioni di consumo)	21,4	%
Imposta qualifica SEU (BT)	36	€/anno

Le voci relative al costo del gas (quota energia, imposte e IVA) sono state calcolate come media pesata sulle diverse fasce di consumo, sulla base dei valori aggiornati dei prezzi per la fornitura di gas in condominio con uso domestico (riferimento ¹⁹ alla pagina precedente).

3.5.3 Analisi di redditività

Per poter operare un confronto economico tra le soluzioni adottabili, si utilizzerà un'analisi di redditività.

Per ogni configurazione si calcolerà quindi il margine operativo lordo (MOL in seguito), come differenza tra la somma dei ricavi e dei costi annui. Confrontando poi tale valore con il prezzo di installazione del micro-CHP, sarà possibile calcolare il periodo di payback (SPB) dell'investimento (INV) per mezzo della seguente formula:

$$SPB = \frac{INV}{MOL} \quad (8)$$

Il prezzo di installazione del TOTEM 10 utilizzato nei calcoli è stato assunto pari a 18000 €, comprensivo di messa in servizio e collaudo.

3.6 Risultati ottenuti

²¹ Testo Unico Accise, Agenzia delle Dogane; <http://www.fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2015/04/testo-unico-accise.pdf>

Fissate tutte le ipotesi di calcolo per la quantificazione delle grandezze energetiche, i valori economici per valutare i ricavi e i costi, si possono quindi presentare nello specifico i risultati ottenuti per le due configurazioni ipotizzate.

3.6.1 Scenario "SEU attuale": Condominio con micro-CHP per utenze condominiali

Il primo caso consiste in un impianto di micro-cogenerazione **a servizio delle sole utenze condominiali**. Si tratta della situazione in ambito residenziale che al momento rientrerebbe nei limiti previsti dalla normativa SEU, in quanto sarebbe rispettato il vincolo di unicità dell'unità di consumo (si veda cap. 3.1), rappresentato in questo caso dall'utenza condominio.

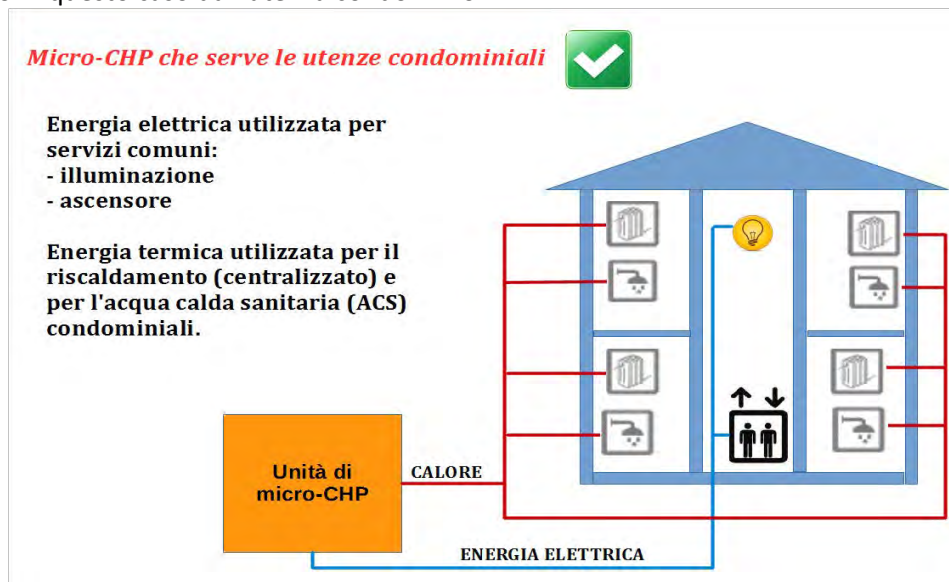


Figura 11: Scenario "SEU attuale"

In tale approccio, nella quota di energia elettrica autoconsumata, per la quale sono previsti i benefici tariffari dalla normativa SEU, possono rientrare solo i fabbisogni condominiali (ascensore, illuminazione, ecc...) e non quelli delle utenze private. Questo si traduce in un non sfruttamento della cogenerazione stessa per quanto riguarda la produzione elettrica, dovuto alla percentuale di energia elettrica autoconsumata dal sistema e quindi adeguatamente valorizzata.

Per quanto riguarda la produzione termica invece, i fabbisogni di riscaldamento e acqua calda sanitaria possono essere soddisfatti dal micro-cogeneratore, ove possibile, senza che questo pregiudichi la qualifica SEU dell'impianto e i relativi benefici.

I valori energetici ottenuti per questo primo scenario, valutati come descritto nel capitolo 3.4, sono riportati nella tabella a pagina seguente:

Tabella 17: Scenario "SEU attuale": Analisi energetica

Elettrico	kWh	Termico	kWh
EE _{fabbisogno}	58891	ET _{fabbisogno}	159880
EE _{prodotta}	25620	ET _{prodotta}	57901
EE _{autoconsumata}	5517	ET _{autoconsumata}	54725
EE _{integrazione}	53374	ET _{integrazione}	105155
EE _{eccesso}	20103	ET _{eccesso}	3177

Successivamente si sono calcolati i valori di rendimento globale e PES per capire se l'impianto potesse essere qualificato CAR, per poi eventualmente calcolare il RISP e i TEE connessi, attraverso le modalità elencate:

Tabella 18: Scenario "SEU attuale": Parametri CAR e TEE

E	25620	kWh
H_{CHP}	54725	kWh
F	90905	kWh
η_{globale}	88,4	%
E_{CHP}	25620	kWh
F_{CHP}	90905	kWh
$\eta_{\text{th,CHP}}$	60,2	%
$\eta_{\text{el,CHP}}$	28,2	%
$\eta_{\text{th}}^{\text{RIF}}$	92	%
$\eta_{\text{el}}^{\text{RIF}}$	45	%
PES	20,4	%
% EE_{autoconsumata}	21,5	%
%EE_{rete}	78,5	%
RISP	23,26	MWh
TEE	2,8	-
V_{gas,defiscalizzato}	5636	Sm ³

Nel caso "SEU attuale", sia il valore di rendimento globale che il PES rispettano i limiti imposti dalla normativa, per cui l'impianto è qualificabile CAR. Inoltre, poiché tutta l'energia elettrica è prodotta in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche il vincolo necessario perché un sistema CAR sia anche qualificato SEU ($E_{\text{CHP}} \geq EE_{\text{prodotta}}$) sarà rispettato; quindi la configurazione sarà considerata SEU.

3.6.2 Scenario "Full SEU": Condominio con micro-CHP per utenze condominiali e private

In questo secondo scenario, si è ipotizzato una configurazione per cui il micro-CHP possa fornire anche il fabbisogno elettrico alle utenze private, mantenendo la qualifica SEU e i relativi benefici.

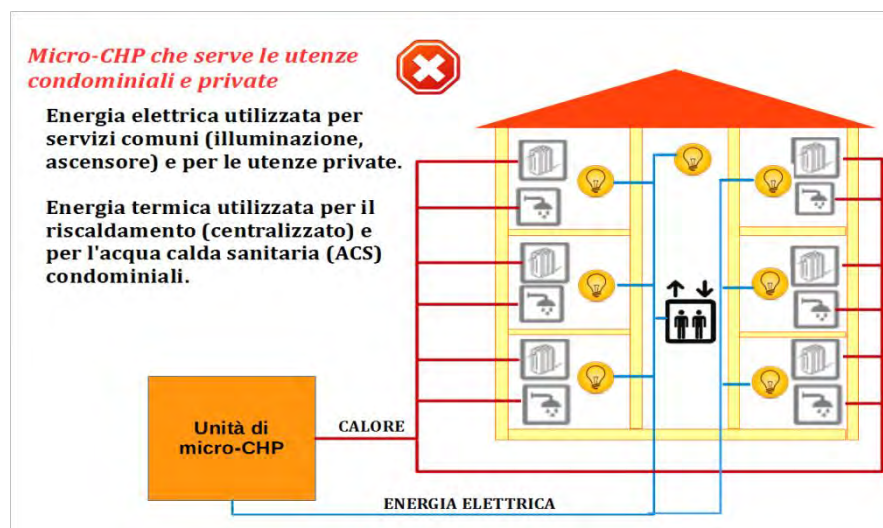


Figura 12: Scenario "Full SEU"

Tale scenario va attualmente contro il vincolo dell'unicità dell'unità di consumo cui si è già accennato in precedenza. Se invece la normativa permettesse anche configurazioni multiutenza, l'energia elettrica prodotta potrebbe essere utilizzata soddisfare anche la quota relativa ai fabbisogni elettrici privati, sfruttando appieno i benefici previsti per l'autoconsumo nei sistemi qualificati SEU.

Se per la parte termica non vi sono differenze rispetto al caso precedente, si avrà invece un maggior autoconsumo elettrico, con conseguente minor acquisto dalla rete elettrica. I risultati delle analisi energetiche sono riportati nelle tabelle di seguito:

Tabella 19: Scenario "Full SEU": Analisi energetica

Elettrico	kWh	Termico	kWh
EE _{fabbisogno}	58891	ET _{fabbisogno}	159880
EE _{prodotta}	25620	ET _{prodotta}	57901
EE _{autoconsumata}	19810	ET _{autoconsumata}	54725
EE _{integrazione}	39081	ET _{integrazione}	105155
EE _{eccesso}	5810	ET _{eccesso}	3177

Tabella 20: Scenario "Full SEU ": Parametri CAR e TEE

E	25620	kWh
H _{CHP}	54725	kWh
F	90905	kWh
η_{globale}	88,4	%
E _{CHP}	25620	kWh
F _{CHP}	90905	kWh
$\eta_{\text{th,CHP}}$	60,2	%
$\eta_{\text{el,CHP}}$	28,2	%
$\eta_{\text{th}}^{\text{RIF}}$	92	%
$\eta_{\text{el}}^{\text{RIF}}$	46	%
PES	20,37	%
% EE _{autoconsumata}	77,3	%
%EE _{rete}	22,7	%
RISP	24,57	MWh
TEE	2,96	-
V _{gas,defiscalizzato}	5636	Sm ³

Anche in questo secondo scenario, tutti i limiti relativi alla Cogenerazione ad Alto Rendimento sono rispettati, così come quello relativo alla qualifica SEU sull'energia elettrica prodotta in cogenerazione (ovviamente nell'ipotesi che si è fatta in cui non vi fosse il limite sull'unità di consumo).

3.7 Confronto degli scenari

Per concludere l'analisi di scenario proposta, si sono valutate le redditività economiche delle due configurazioni utilizzando le assunzioni riportate al capitolo 3.5; i risultati sono confrontati in Tabella 21:

	PARAMETRO	UM	SEU attuale	Full SEU
RICAVI	EE RISPARMIATA	€	900	3233
	EE VENDUTA	€	784	227
	ET RISPARMIATA	€	4999	4999
	CERTIFICATI BIANCHI	€	0	0
	TOT RICAVI	€	6683	8458
COSTI	COSTO METANO	€	4055	4055
	IMPOSTE GAS	€	964	964
	ACCISE EE	€	125	450
	COSTO MANUTENZIONE	€	512	512
	IMPOSTA SEU	€	36	36
	TOTALE COSTI	€	5693	6017
	MOL	€	990	2441

PREZZO DI INSTALLAZIONE TOTEM 10	€	18000	18000
SPB	anni	18,2	7,4

Tabella 21: Analisi economica dei due scenari

Poiché i Titoli di Efficienza Energetica conseguiti sono inferiori ai limiti minimi in entrambe le configurazioni, nei ricavi non si è considerato nessun beneficio economico dalla vendita degli stessi.

Dall'analisi economica emerge come l'attuale normativa sui SEU porti ad un SPB pari a più del doppio di quello che si avrebbe se si potesse nell'ipotesi "Full SEU", passando da un valore di quasi 13 anni, ad un valore decisamente più accettabile di cinque anni e mezzo.

3.8 Considerazioni finali sulla normativa

I risultati ottenuti dall'analisi di scenario proposta hanno evidenziato che, nel caso in cui la normativa vigente sui Sistemi Efficienti di Utenza permettesse configurazioni con più utenze finali (situazione al momento non possibile), la micro-cogenerazione avrebbe risultati economici molto più competitivi rispetto a quelli ottenibili allo stato attuale.

Inoltre nella situazione "Full SEU" ipotizzata, si registrano anche risultati energetici migliori rispetto al caso "SEU attuale", con una maggior percentuale di energia autoconsumata dal sistema e quindi migliori performance in termini di efficienza energetica. Alla luce di queste considerazioni, sembra quindi un controsenso che la legislazione attuale non favorisca queste configurazioni più efficienti.

Oltre all'ambito residenziale, nel quale però si hanno le problematiche messe in luce in questo studio, la micro-cogenerazione potrebbe trovare applicazione nel settore terziario e in tutte le attività ad esso connesse. In queste applicazioni infatti, fermo restando il soddisfacimento dei vincoli della normativa studiata, la qualifica SEU porterebbe significativi benefici economici, paragonabili a quelli valutati nello scenario "Full SEU".

Come si è visto inoltre, l'aspetto tecnico principale per avere la miglior resa economica dell'impianto è quello della massimizzazione degli autoconsumi di energia elettrica e termica (riferimento sempre ai risultati del caso "Full SEU"). La qualifica SEU quindi ottiene i migliori risultati economici in queste condizioni di funzionamento dell'impianto di micro-cogenerazione, indipendentemente dal settore di applicazione, fermo restando il rispetto dei limiti normativi riguardanti l'utenza che, ad oggi, deve essere identificabile da un unico soggetto.

4 Studio di un micro-cogeneratore reale

Questa seconda fase del lavoro si è invece rivolta allo sviluppo in ambiente Matlab Simulink di un modello di simulazione dinamico di un micro-cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale, del quale sono state riprodotte le principali componenti della macchina.

Il modello dovrà simulare le principali variabili energetiche, caratteristiche del funzionamento del cogeneratore, al fine di poter valutare le efficienze della macchina e di ogni suo singolo componente.

Prima di entrare nel dettaglio del modello, si darà una descrizione del micro-cogeneratore, del suo funzionamento e dei dati tecnici utilizzati per le simulazioni in Matlab Simulink.

Nell'ultimo paragrafo saranno poi presentati i dati sperimentali rielaborati, utilizzati per la validazione e la calibrazione del modello.

4.1 Descrizione TOTEM 25

Il micro-cogeneratore analizzato nello studio è il TOTEM da 25 kW elettrici, prodotto dalla società TOTEM ENERGY. Le specifiche tecniche della macchina, note dalla scheda tecnica fornita dal costruttore²², sono:

Tabella 22: Specifiche TOTEM 25

TOTEM 25		
Potenza elettrica nominale	kW	25
Potenza termica nominale	kW	50,2
Rendimento elettrico netto	%	32,5
Consumo di combustibile	Nm ³ /h	7,54
Potenza termica in ingresso	kW	76,9
Portata nominale acqua	lt/h	5000
Intervallo di temperatura acqua in ingresso	°C	15-70
Intervallo di temperatura acqua in uscita	°C	25-80
* Dati rilevati a potenza elettrica nominale con acqua in ingresso a 70°C; pci del metano pari a 10,2 kWh/Nm ³		

4.1.1 Schema d'impianto

Lo schema d'impianto del micro-cogeneratore è riportato in Figura 15 a pagina 37. Per una più semplice comprensione si allega in Appendice la legenda delle diverse grandezze interessate.

Come si può notare, i componenti principali del Totem sono:

- Motore;
- Scambiatore acqua motore/fumi;
- Scambiatore acqua utenza/acqua motore;
- Scambiatore acqua motore/olio motore;
- Scambiatore acqua utenza/fumi;
- Valvola a tre vie termostatica;
- Generatore elettrico raffreddato ad acqua;
- Catalizzatore.

La produzione di energia elettrica avviene nel generatore elettrico, che converte la potenza meccanica resa disponibile dal motore endotermico, mentre la potenza termica viene recuperata dall'acqua utenza ($\dot{m}_{hu}$),

²² "Scheda tecnica TOTEM 25"; http://www.totem.energy/wp-content/uploads/TOTEM_ST_Ver_1.0_16.pdf

riscaldata prima nello scambiatore fumi/acqua SC3 e successivamente dall'acqua di raffreddamento in uscita dal motore ($\dot{m}_{hm}$) nello scambiatore acqua/acqua SC1.

Tipicamente la risorsa disponibile a maggior temperatura (i fumi in questo caso) viene utilizzata per scaldare il fluido "freddo" fino al livello più alto di temperatura. In questo caso invece, la scelta è di avere prima lo scambio fumi/acqua, in modo da portare i gas di scarico fino alla temperatura di condensazione: così è possibile recuperare anche il calore latente disponibile appunto dalla condensazione del vapore acqueo contenuto nei fumi stessi.

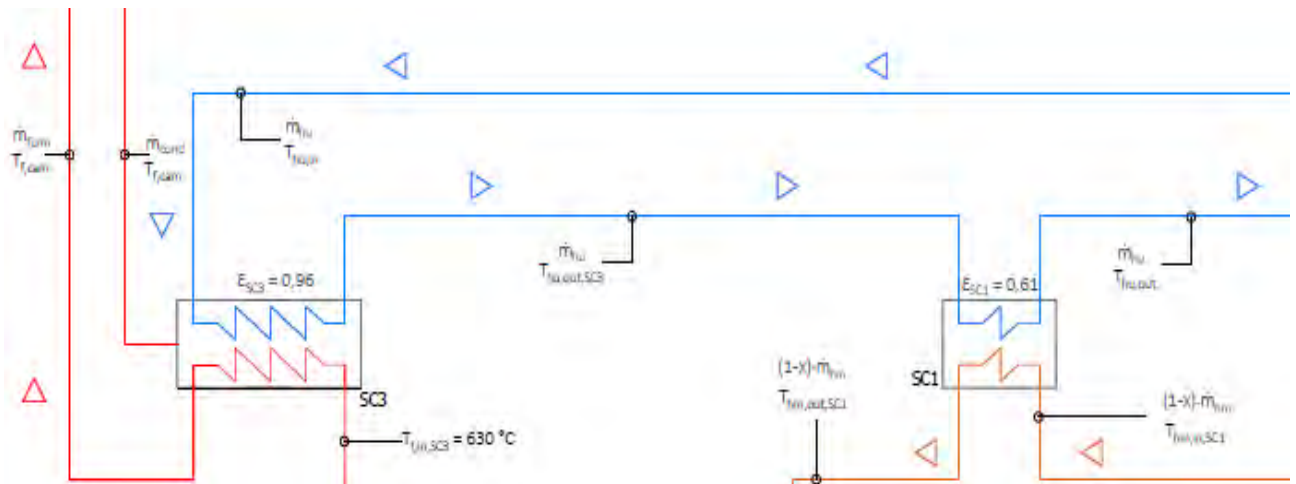


Figura 13: Recupero termico sull'acqua utenza

Il circuito dell'acqua di raffreddamento del motore, costituito dai tre scambiatori SC1, SC0 ed SC2, è regolato da una valvola a tre vie termostatica (VT3). Questa ha la funzione di termostattare la temperatura dell'acqua motore a valle dello scambio termico tra questa e l'acqua utenza, al variare della temperatura di quest'ultima all'ingresso dello scambiatore SC1 al valore di riferimento di 71°C.

Di seguito si riporta un dettaglio della valvola, per meglio chiarire la spiegazione del suo funzionamento.

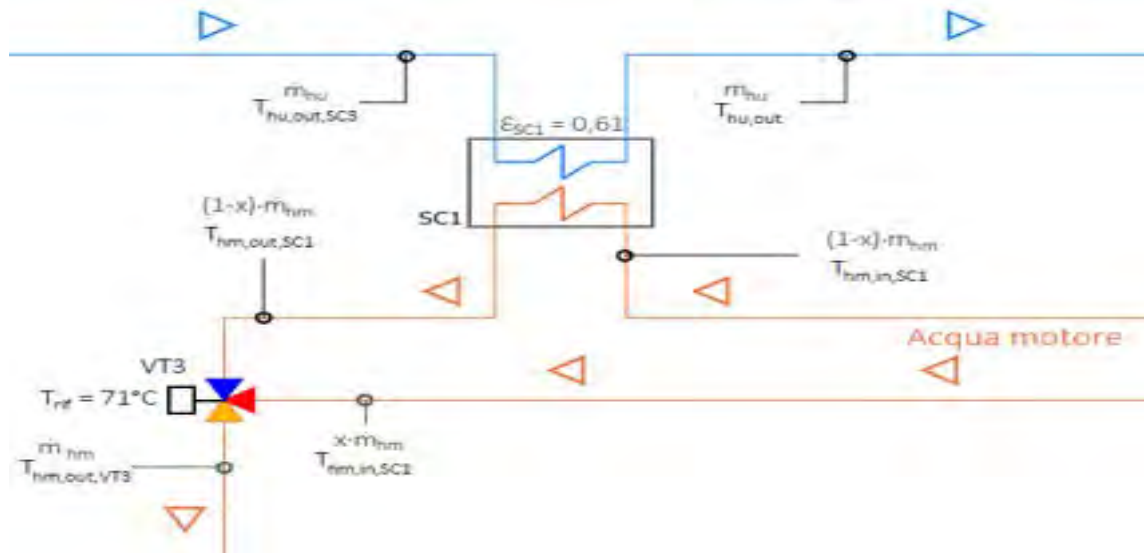


Figura 14: Dettaglio valvola a tre vie termostatica

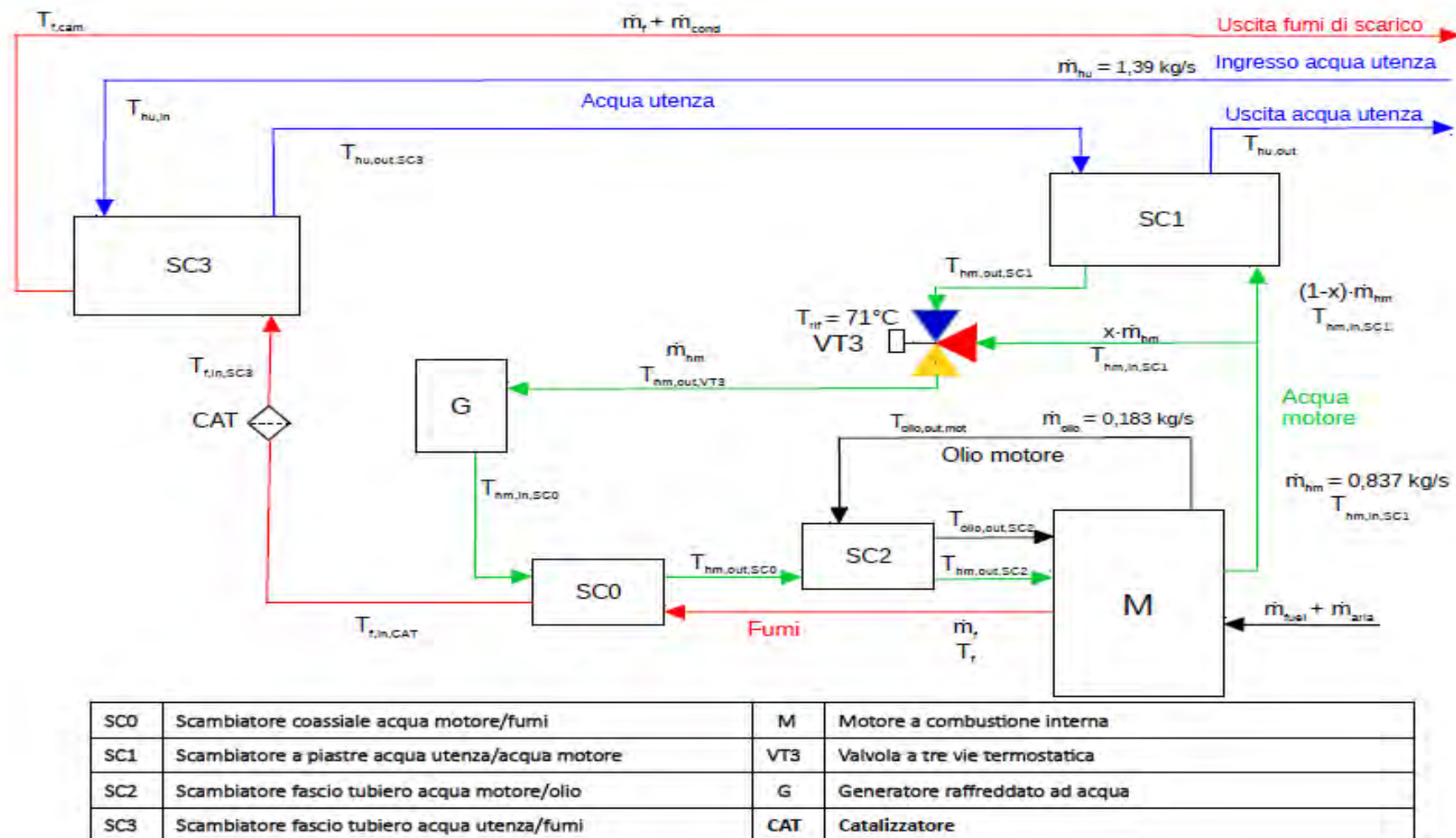


Figura 15: Schema d'impianto

La valvola riceve in ingresso due flussi d'acqua:

- Portata $(1-x) \cdot \dot{m}_{hm}$ in uscita dallo scambiatore SC1 alla temperatura $T_{hm,out,SC1}$ (calcolata nel blocco scambiatore acqua/acqua, descritto nel paragrafo successivo);
- Portata $x \cdot \dot{m}_{hm}$ che by-passa lo scambiatore di calore, mantendosi alla temperatura $T_{hm,in,SC1}$ di uscita dal motore.

La valvola, dopo la miscelazione tra i due flussi entranti di cui sopra, confronta la temperatura dell'acqua in uscita ($T_{hm,out,VT3}$) con la temperatura di riferimento impostata ($T_{rif} = 71^\circ\text{C}$), regolando la frazione di by-pass (x) necessaria per inseguire tale temperatura.

L'acqua in uscita dalla valvola va a raffreddare il generatore (G), dove si ha la produzione di energia elettrica, per poi entrare nello scambiatore SC0, dove i fumi in uscita dal motore sono parzialmente raffreddati prima dell'ingresso nel catalizzatore.

Nella reazione all'interno del catalizzatore i fumi subiscono un aumento di temperatura di circa 40°C , prima dello scambio termico con l'acqua utenza sopra descritto.

In Figura 16 è mostrato lo scambiatore olio/acqua (SC2): in quest'ultimo l'acqua di raffreddamento asporta calore all'olio di lubrificazione prima di entrare nuovamente nel motore, evitando che la temperatura del lubrificante raggiunga valori troppo elevati.

4.1.2 Specifiche tecniche

In questo paragrafo sono riportate le specifiche tecniche dei componenti e dei fluidi presenti nell'impianto, che saranno utilizzate per la modellizzazione del micro-cogeneratore.

Dai datasheet degli scambiatori, noti dei valori di riferimento per le temperature in ingresso e in uscita del fluido caldo e del freddo, è stato possibile valutarne le efficienze con la formula:

$$\varepsilon = \frac{T_{c,in} - T_{c,out}}{T_{c,in} - T_{f,out}} \quad (9)$$

Tabella 23: Efficienze scambiatori

Scambiatore fumi motore/acqua motore	SC0	0,2
Scambiatore acqua motore/acqua utenza	SC1	0,61
Scambiatore olio motore/acqua motore	SC2	0,44
Scambiatore fumi motore/acqua utenza	SC3	0,96

Le proprietà dei fluidi presenti nell'impianto sono riportate nella tabella seguente:

Tabella 24: Portate e calori specifici dei fluidi

Acqua utenza: miscela acqua-glicole etilenico (10%)		
Portata acqua utenza	$\dot{m}_{hu}$	5000 lt/h
Calore specifico acqua utenza	$c_{p,hu}$	4,07 kJ/kgK
Acqua motore: miscela acqua-glicole etilenico (30%)		
Portata acqua di raffreddamento motore	$\dot{m}_{hm}$	3015 lt/h
Calore specifico acqua motore	$c_{p,hu}$	3,815 kJ/kgK
Olio motore: Shell Rimula 30		
Portata olio motore	$\dot{m}_{olio}$	660 lt/h
Calore specifico olio motore	$c_{p,olio}$	2,122 kJ/kgK
Fumi di scarico		
Calore specifico fumi di scarico	$c_{p,fumi}$	1,147 kJ/kgK

Come si può notare, l'acqua utenza e l'acqua di raffreddamento del motore hanno calori specifici differenti, a causa della percentuale di glicole presente nelle due miscele. Riguardo la portata dei fumi invece, questa viene calcolata nell'apposito blocco in funzione della portata di gas naturale in ingresso al motore.

4.2 Analisi dati sperimentali TOTEM 25

L'attività di monitoraggio ha riguardato nello specifico il modello Totem da 25 kW, con l'acquisizione dei principali parametri energetici di un sistema di micro-cogenerazione con motore a combustione interna.

Le grandezze monitorate sono riportate nella tabella di seguito:

Tabella 25: Dati raccolti nella caratterizzazione

	Unità di misura
Temperatura acqua ingresso al Totem	°C
Temperatura acqua ingresso al Totem (segnale ridondato)	°C
Temperatura acqua uscita dal Totem	°C
Temperatura acqua uscita dal Totem (segnale ridondato)	°C
Temperatura gas naturale	°C
Temperatura fumi all'uscita del Totem	°C
Portata d'acqua in ingresso al Totem	kg/s
Portata di gas naturale	Nm ³ /h
Pressione del gas naturale	mbar
Potenza attiva fase L1	kW
Potenza attiva fase L2	kW
Potenza attiva fase L3	kW
Perdite di carico del Totem	bar
Temperatura ambiente	°C
Umidità relativa ambiente	%
Pressione ambiente	hbar
Pressione impianto	bar

Sulla base di questi dati, si sono valutate le principali variabili energetiche in gioco durante la caratterizzazione della macchina, in modo da comprendere meglio la strategia di funzionamento dell'unità adottata durante la prova:

- *Potenza del combustibile introdotta*: prodotto della portata di gas naturale misurata (Nm³/h) per il potere calorifico inferiore del gas naturale (considerato pari a 10,2 kWh/Nm³);
- *Potenza elettrica prodotta*: somma delle potenze elettriche assorbite sulle tre fasi L1, L2 e L3;
- *Potenza termica recuperata*: prodotto della portata d'acqua di raffreddamento in ingresso al Totem per il salto entalpico dell'acqua.

4.2.1 Rappresentazione dei dati

Le elaborazioni sono quindi state riportate in forma grafica, in modo da rendere la lettura e l'interpretazione dei risultati più semplice ed immediata, anche alla luce dell'elevata quantità di dati rappresentati.

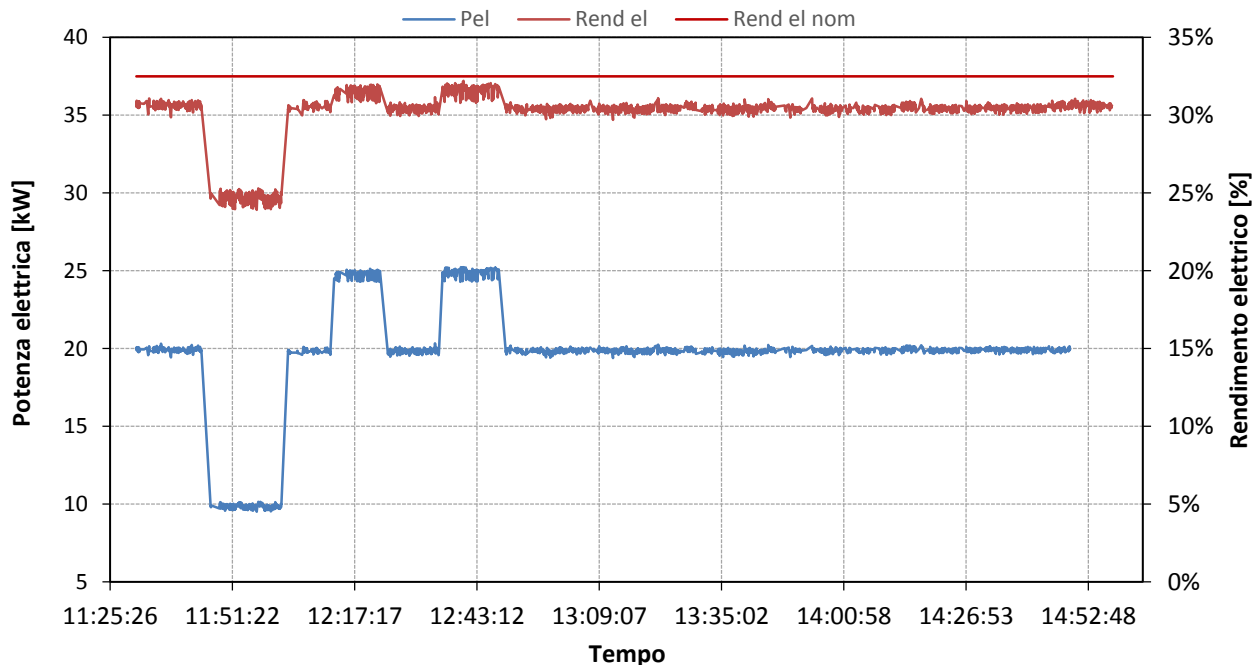


Figura 16: Potenza elettrica - Rendimento elettrico

Nel primo grafico sono riportati gli andamenti della potenza elettrica prodotta e del relativo rendimento elettrico. Si può notare come la macchina è stata fatta lavorare a tre livelli di carico costante: 10, 20 e 25 kW (pari al 40, 80 e 100% della potenza elettrica nominale).

Il rendimento elettrico invece è abbastanza prossimo a quello nominale (pari al 32,5%) per quasi tutto l'intervallo di tempo, tranne quando la potenza elettrica scende a 10 kW, dove si abbassa al 25% circa.

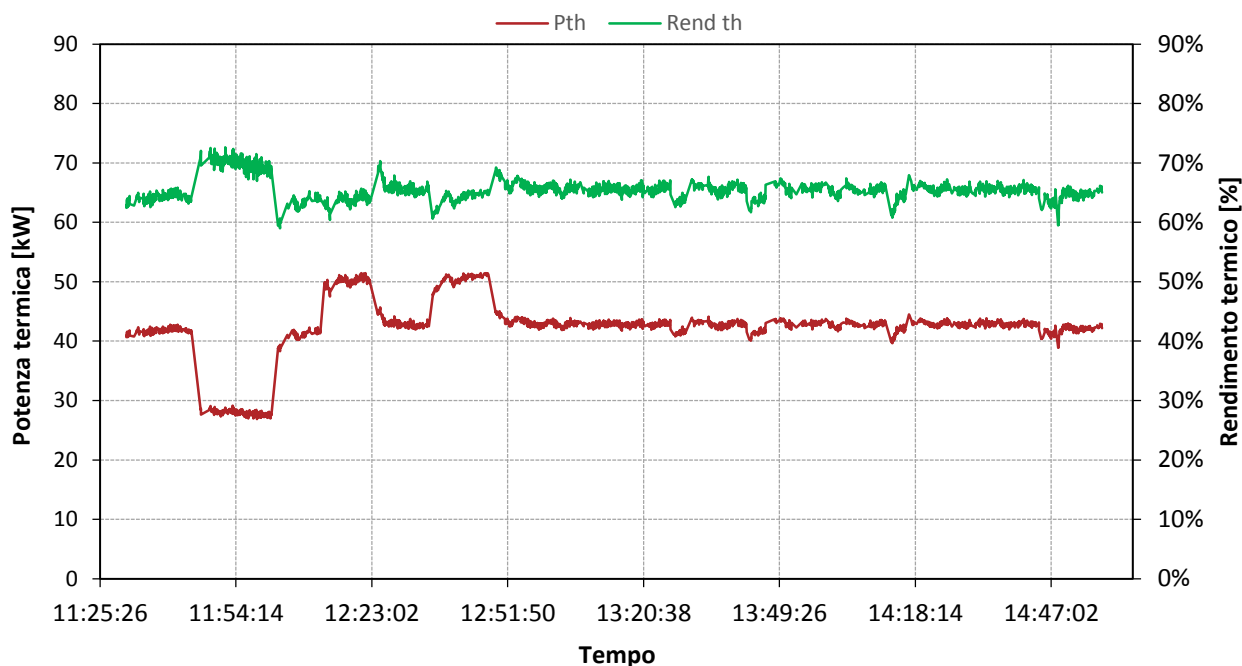


Figura 17: Potenza termica - Rendimento termico

Per quanto riguarda il grafico analogo sul termico, si può notare come la potenza termica recuperata presenti un profilo più irregolare, a causa delle diverse grandezze misurate che influiscono sul calcolo della stessa. Tuttavia, si distinguono le potenze termiche diverse a seconda dei livelli di carico elettrico.

Il rendimento presenta invece un andamento invertito rispetto a quello elettrico, raggiungendo il massimo (pari al 70% circa), quando il Totem sta erogando la potenza elettrica più bassa (10 kW), in quanto è come se la macchina usasse la potenza del combustibile in ingresso più per il recupero termico.

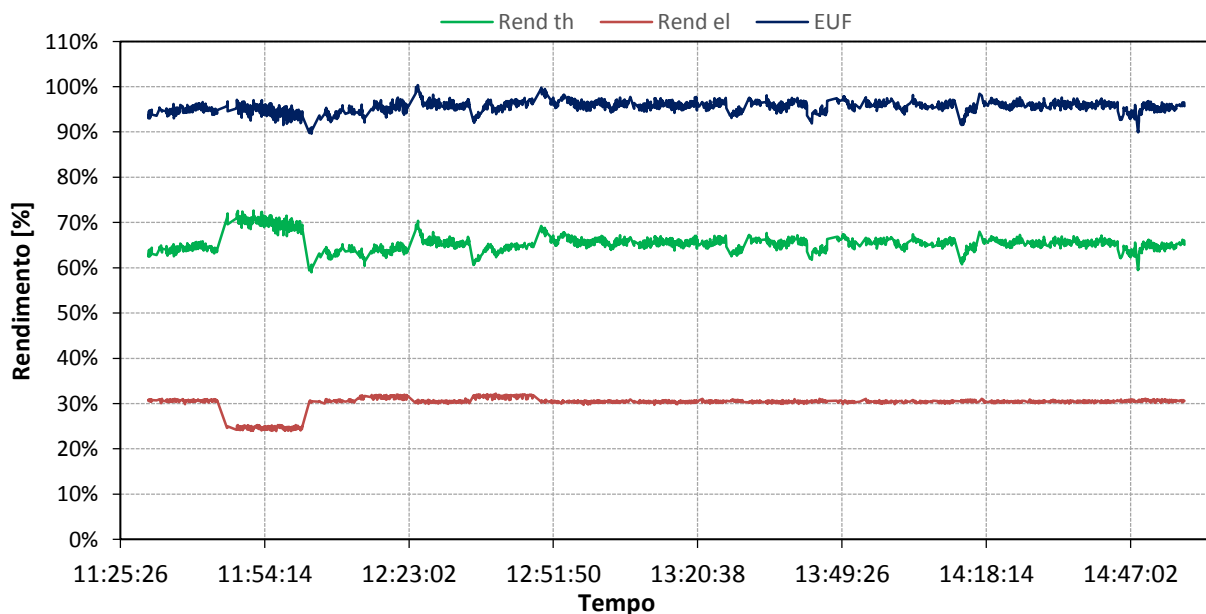


Figura 18: Rendimento elettrico, termico ed EUF

In figura 20 sono stati riportati i rendimenti elettrico e termico già rappresentati nei grafici precedenti, con riferimento all'intervallo temporale d'interesse, insieme all'EUF (rendimento globale). Questo risulta prossimo al 100%, oltre a mostrare alcuni valori superiori dovuti all'incertezza dei dati sperimentali riportati nel grafico.

Nella figura successiva, è presente l'andamento del rapporto di cogenerazione (λ), calcolato come rapporto tra la potenza termica recuperata e quella elettrica erogata dal Totem. Il primo tratto della curva dove si hanno valori maggiori rispetto all'andamento medio, è dovuto al basso valore di potenza elettrica a cui si sta facendo lavorare la macchina rispetto a quello nominale.

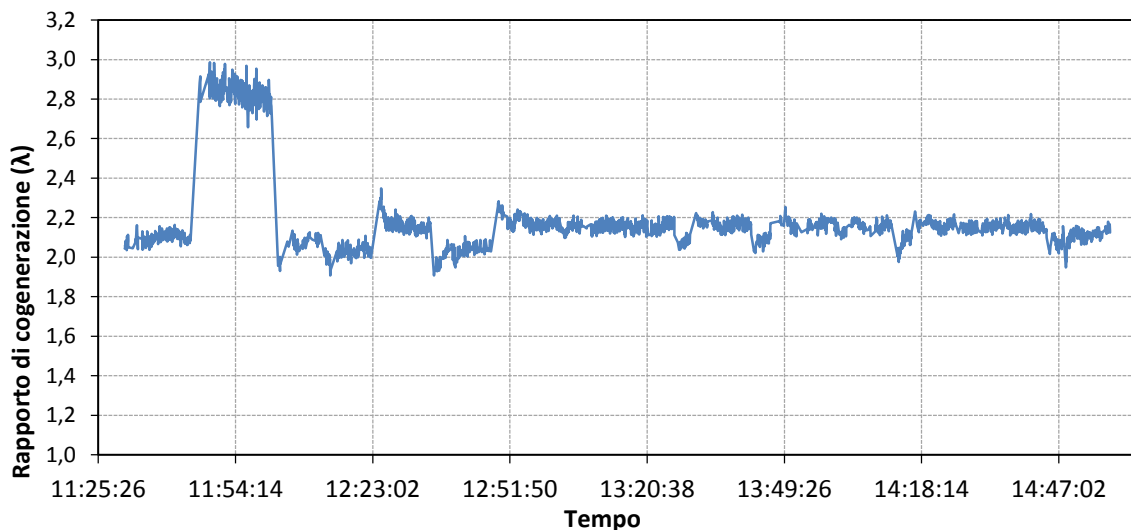


Figura 19: Rapporto di cogenerazione

Per evidenziare meglio le condizioni di lavoro del micro-cogeneratore, se ne riportano di seguito i punti di funzionamento, dati dal rendimento elettrico (o termico) in funzione del livello di carico rispetto alle condizioni nominali.

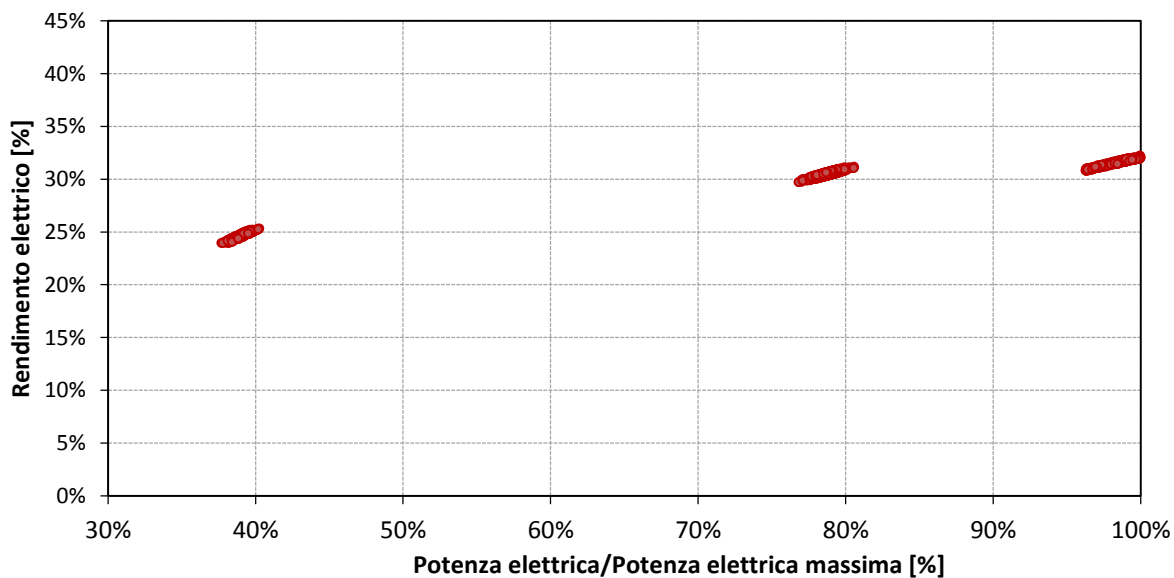


Figura 20: Rendimento elettrico - Potenza elettrica/Potenza elettrica massima

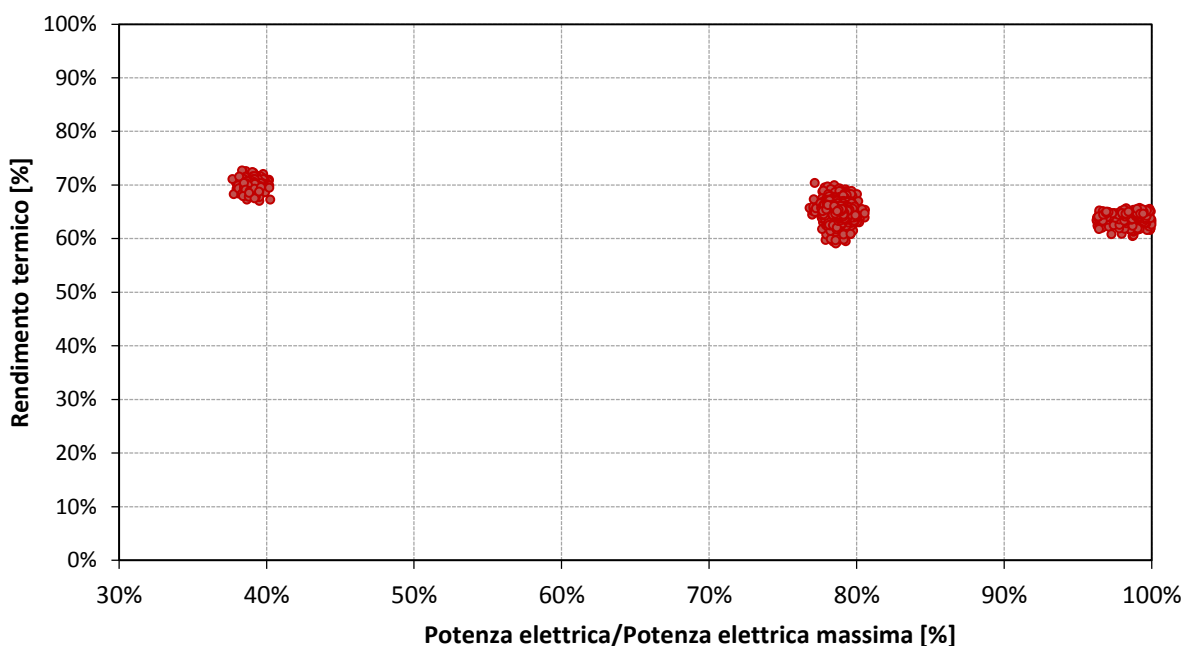


Figura 21: Rendimento termico - Potenza elettrica/Potenza elettrica massima

Nel grafico sul rendimento elettrico (figura 22), si può notare come l'andamento sia decrescente al diminuire della potenza elettrica erogata.

Per il rendimento termico invece i valori più alti di rendimento sono legati al livello di carico più basso, per cui si registrano portate di combustibile ridotte e quindi minori potenze introdotte nel motore. Inoltre in questo caso si nota una maggior dispersione dei dati.

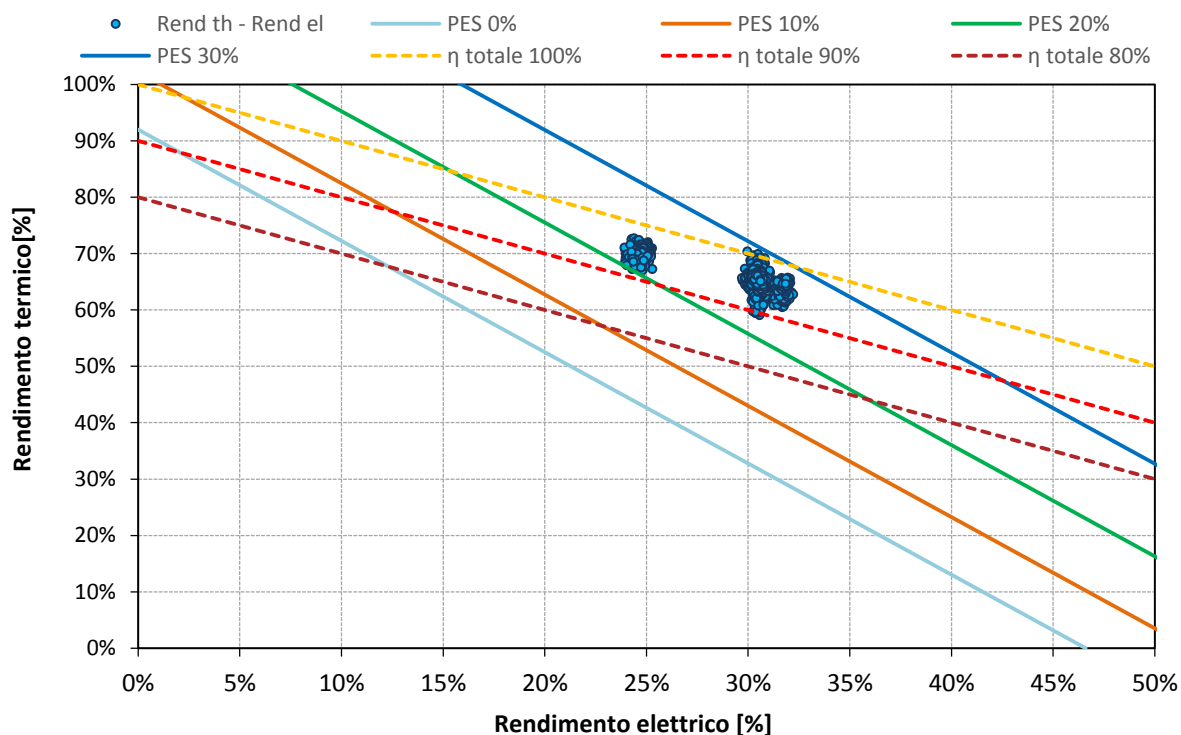


Figura 22: ISO-PES e ISO-EUF

Per quanto riguarda le valutazioni sulle prestazioni energetiche è interessante il grafico di pagina precedente, nel quale sono rappresentati i punti di funzionamento del motore (rendimento elettrico – rendimento termico) insieme alle curve ISO-PES e ISO-EUF.

Una prima indicazione riguarda il vincolo sul Primary Energy Saving, che nel caso di micro-cogenerazione deve essere ≥ 0 affinché la macchina risulti operante in Cogenerazione ad Alto Rendimento: come si può vedere, nel caso specifico il Totem 25 presenta prestazioni al di sopra della ISO-PES 20% per tutto il periodo di funzionamento monitorato.

In secondo luogo, il rendimento complessivo della macchina risulta sempre superiore al 90% ed è prossimo al 100% quando la macchina funziona al carico nominale.

5 Modello Matlab Simulink

Per lo sviluppo del modello in ambiente Matlab Simulink, si è preso spunto dal lavoro svolto nell'ambito di una precedente collaborazione tra ENEA e Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino, nel quale era stato realizzato un modello matematico che simulasse le performance energetiche ed economiche di un cogeneratore di piccola taglia.²³

La flessibilità del modello originario ne ha permesso l'adattamento al caso in esame, attraverso l'inserimento dei dati di targa e delle mappe di funzionamento del micro-cogeneratore, mantenendo comunque la struttura e la logica originali.

Sono poi state apportate alcune modifiche vista la diversa configurazione degli scambiatori per il recupero termico, che sarà descritta in modo più approfondito nei capitoli successivi.

In questo capitolo sarà dunque presentato il modello con le varie sezioni che lo compongono, calibrato sul micro-cogeneratore da 25 kW sulla base dei dati sperimentali elaborati nel capitolo precedente, relativi al funzionamento di una macchina reale.

Di seguito è riportata un immagine del modello sviluppato.

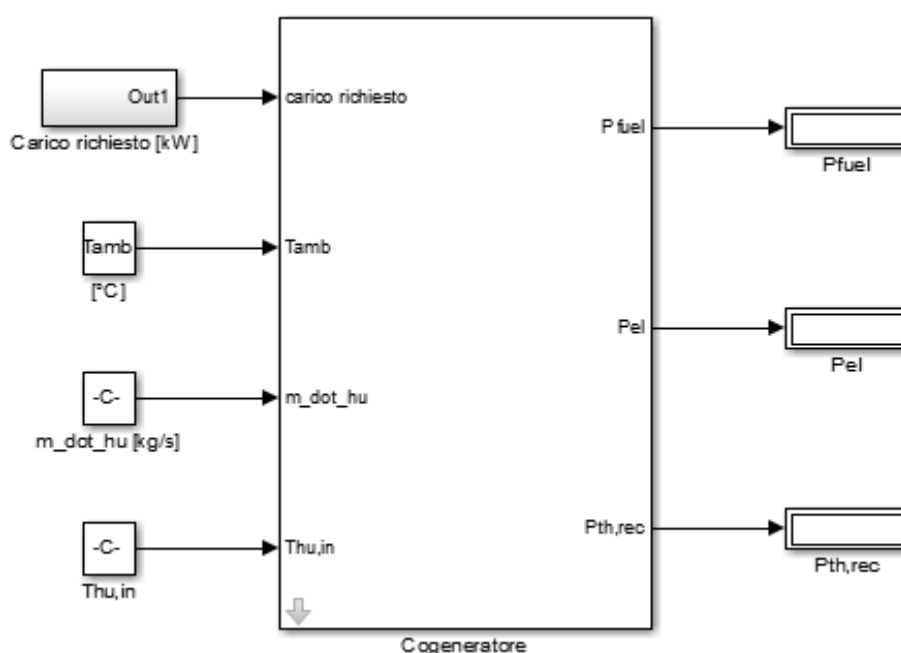


Figura 23: Modello di simulazione in Matlab Simulink

Il modello è costituito da un unico blocco Cogeneratore, descritto nella sezione successiva, che prevede i seguenti input "esterni":

- Carico elettrico richiesto;
- Temperatura ambiente;
- Portata d'acqua utenza termica;
- Temperatura di ritorno dell'acqua dall'utenza termica;

²³ "Micro-cogenerazione nel settore residenziale con l'utilizzo di motoria combustione interna: Sviluppo di un modello matematico per la simulazione oraria e analisi di un caso reale"; http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/elettrotecnologie/9-rapporto-polito.pdf

Gli output del modello invece sono:

- Potenza termica del combustibile consumata;
- Potenza elettrica erogata;
- Potenza termica recuperata.

Nel capitolo successivo sarà analizzato nel dettaglio il cogeneratore, illustrandone i diversi blocchi che lo compongono.

5.1 Cogeneratore

La struttura del cogeneratore semplificata è riportata a pagina seguente, nella quale si possono distinguere i blocchi:

- Motore
- Scambiatore acqua motore/fumi;
- Scambiatore acqua utenza/acqua motore;
- Scambiatore acqua motore/olio motore;
- Scambiatore acqua utenza/fumi;
- Valvola a tre vie termostatica;
- Generatore elettrico raffreddato ad acqua.

Per prima cosa verrà descritto nel dettaglio il blocco motore e il suo funzionamento; gli altri blocchi modellizzati saranno invece presentati nella sezione relativa al sistema di recupero termico.

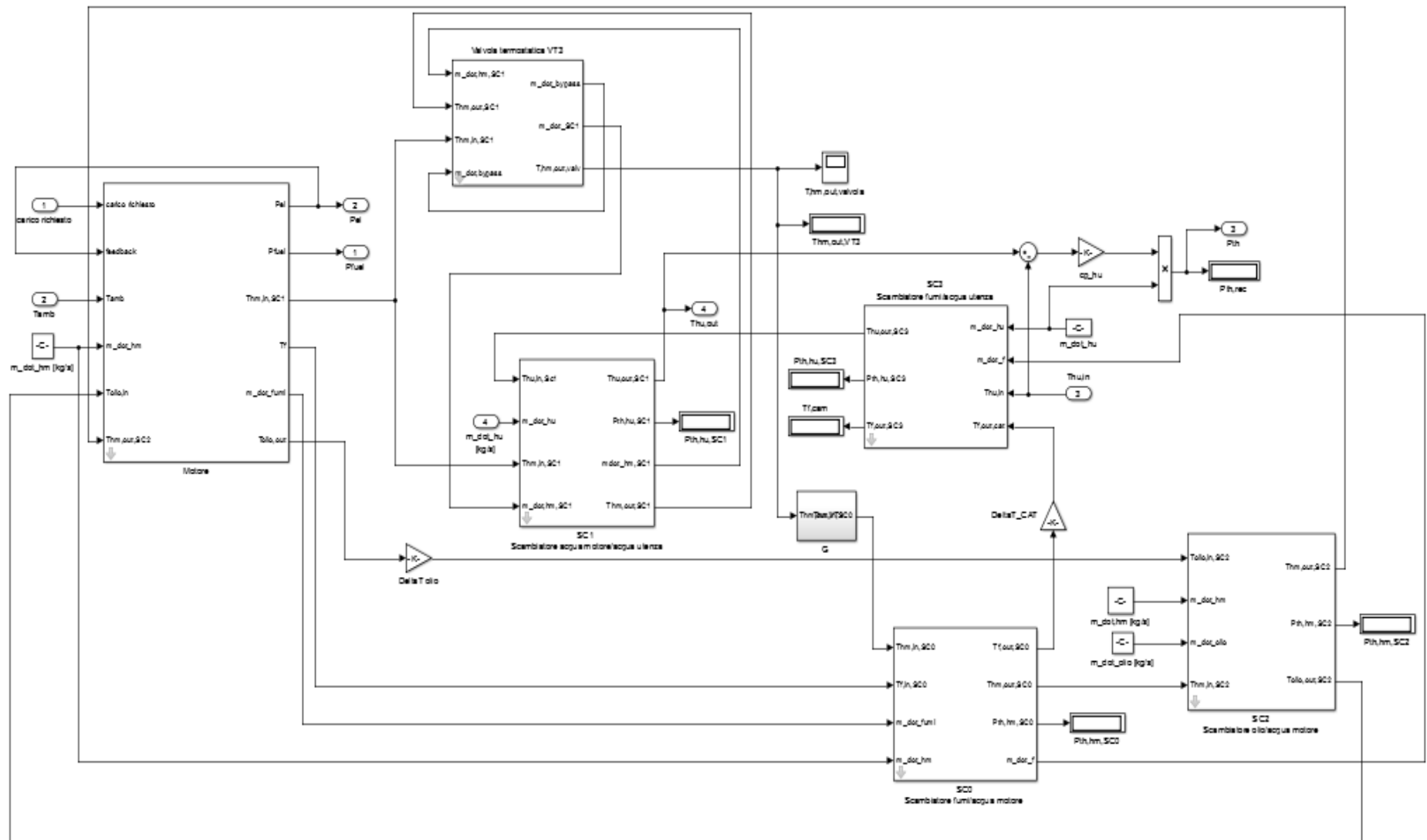
5.1.1 Parametri di configurazione

I principali parametri da impostare per i calcoli nel blocco micro-cogeneratore sono le portate e i calori specifici dei fluidi interessati; questi sono elencati nella tabella di seguito:

Questi dati sono inseribili manualmente dall'utente attraverso un'apposita maschera, cui si accede direttamente dal blocco Micro-cogeneratore; se ne riporta un esempio in figura.

Parameters	
Portata acqua motore [kg/s]	0.8375
Portata olio motore [kg/s]	0.1833
Calore specifico acqua utenza [kJ/kgK]	4.070
Calore specifico acqua motore [kJ/kgK]	3.815
Calore specifico olio motore [kJ/kgK]	2.122
Calore specifico fumi [kJ/kgK]	1.147

Figura 24: Portate e calori specifici dei fluidi



5.1.2 Motore

La Figura 23 mostra il blocco motore, dove si ha la produzione di potenza elettrica.

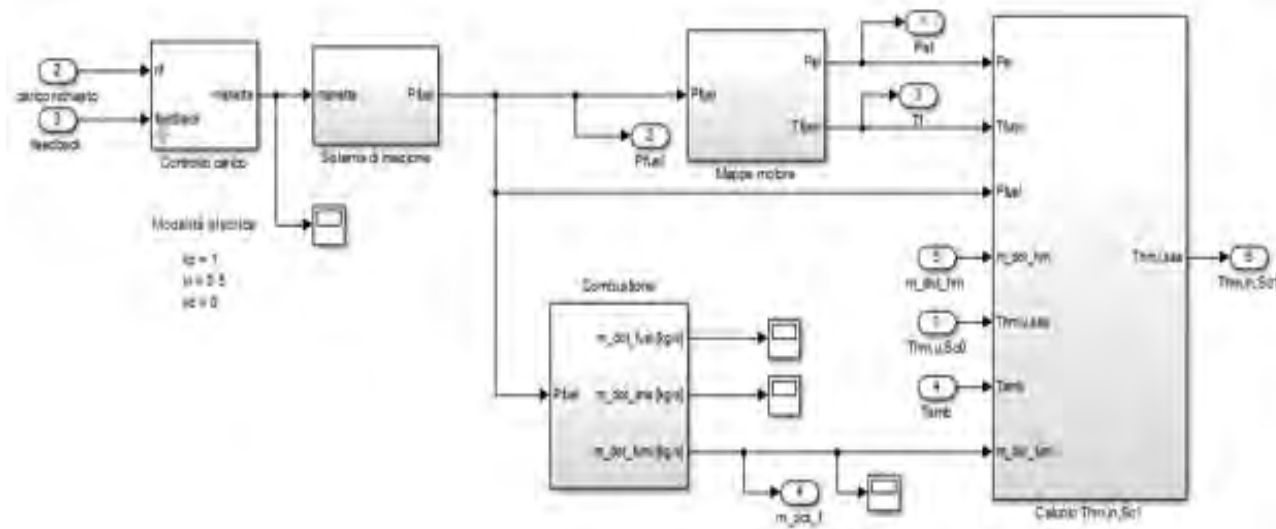


Figura 26: Blocco Motore

I parametri relativi al funzionamento del motore sono elencati di seguito:

- Dosatura del combustibile;
- Potere Calorifico Inferiore del gas di alimentazione;
- Densità del gas naturale in condizioni normali;
- Temperatura massima dell'acqua di raffreddamento del motore;
- Temperatura dei fumi allo scarico del motore;
- Perdite di calore per irraggiamento (% della potenza termica del combustibile in ingresso);

Anche in questo caso sono inseribili dalla maschera a cui si accede dal blocco *Motore*.

Parameters	
Potere calorifico inferiore del gas naturale [kWh/Nm ³]	10.2
Densità del ga naturale in condizioni normali [kg/Nm ³]	0.7167
Dosatura gas naturale	18.9
Temperatura limite acqua motore [°C]	90
Temperatura fumi allo scarico	710
Perdite per irraggiamento [%]	2

Figura 27: Parametri del motore

Nei paragrafi successivi sono presentati i blocchi dove sono simulate tutte le grandezze relative al funzionamento del motore stesso, descrivendo gli approcci e le ipotesi di calcolo adottati.

5.1.2.1 Controllo carico

In questo blocco è stato implementato un controllore PID (proporzionale – integrativo – derivativo), che simula la regolazione della manetta del motore in modo da inseguire la potenza elettrica richiesta (input al sistema).

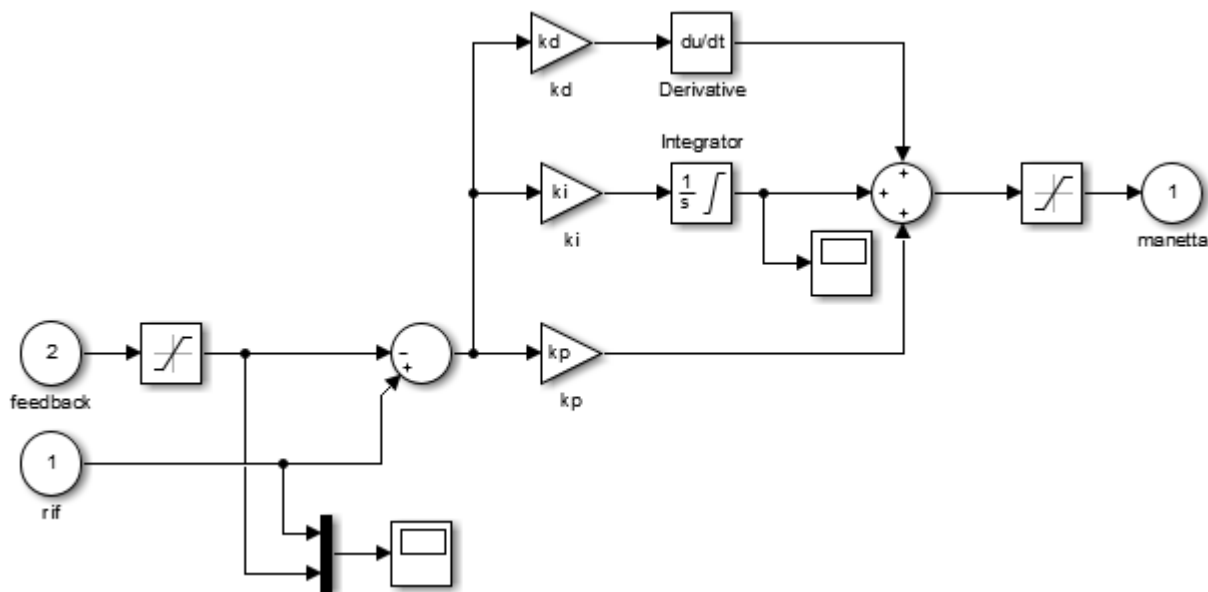


Figura 28: Controllore PID

5.1.2.2 Sistema di iniezione

Dal valore massimo di potenza termica in ingresso registrato sperimentalmente, e sulla base dell'output del controllore PID, il blocco sistema di iniezione calcola la potenza di combustibile necessaria in ingresso affinché il cogeneratore sia in grado di seguire il carico desiderato.

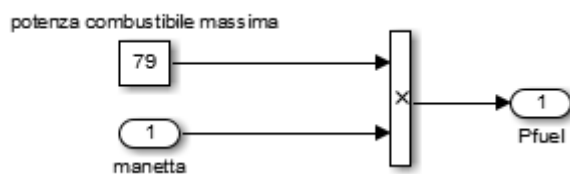


Figura 29: Sistema di iniezione

5.1.2.3 Mappe motore

I dati sperimentali sono anche stati utilizzati per ricavare la mappa sperimentale inserita nel modello per simulare la potenza elettrica erogata dal motore.

La mappa è stata sviluppata in forma adimensionale rispetto ai valori massimi registrati di potenza elettrica e di potenza termica del combustibile.

Nota la potenza del combustibile dal blocco *Sistema di iniezione*, viene stimata la potenza elettrica prodotta, output del modello. Nello stesso blocco viene anche “simulata” la temperatura dei fumi in uscita dal motore, fornita dal costruttore e assunta per ipotesi costante al variare del carico richiesto al motore.

In Figura 27 è riportata la mappa così ottenuta, poi inserita nell'apposita look-up table all'interno del blocco (si veda la Figura 28).

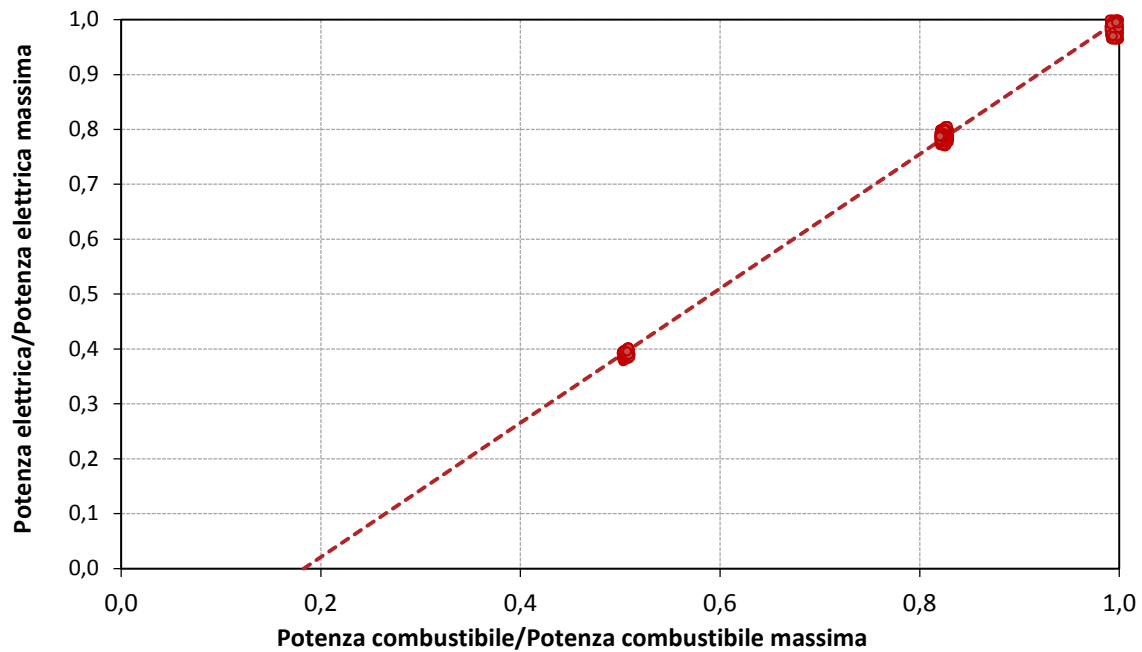


Figura 30: Mappa motore $P_{el}/P_{el,max}$ - $P_{fuel}/P_{fuel,max}$

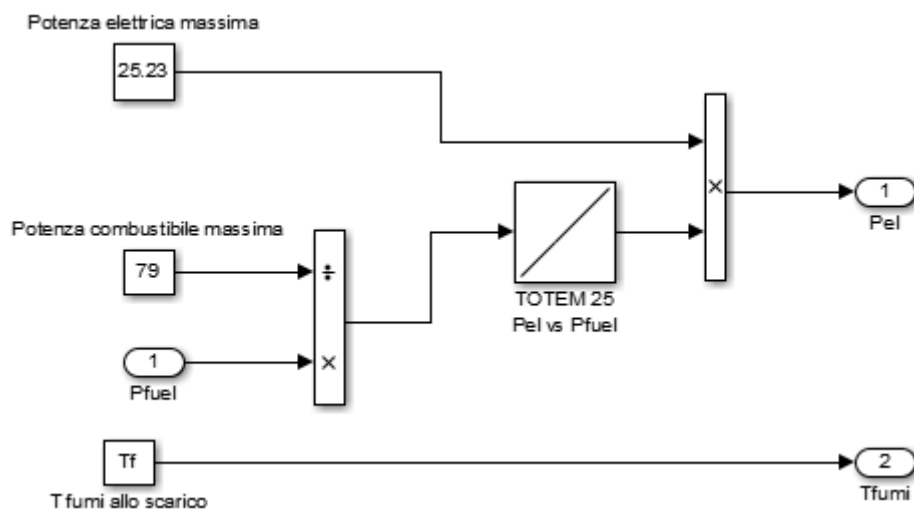


Figura 31: Blocco Mappe motore

5.1.2.4 Combustione

Note la potenza termica del combustibile in ingresso (dal blocco *Sistema di iniezione*), il Potere Calorifico Inferiore e la densità del gas in Condizioni Normali, oltre alla dosatura del combustibile, in questa sezione sono calcolate le seguenti portate:

- Portata di combustibile;
- Portata d'aria comburente;
- Portata di fumi allo scarico del motore.

Il blocco *Combustione* è riportato nella figura seguente.

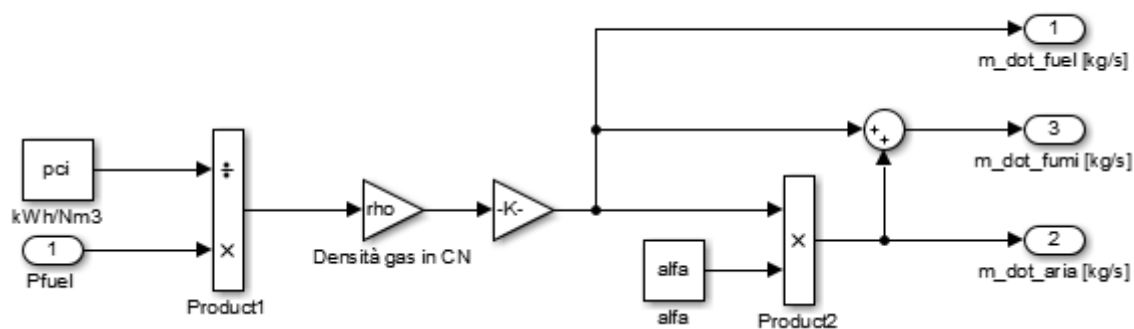


Figura 32: Blocco Combustione

5.1.2.5 Calcolo temperatura acqua di raffreddamento in uscita dal motore

La temperatura dell'acqua di raffreddamento in uscita dal motore viene calcolata dal bilancio energetico sul blocco Motore, schematizzato in Figura 30:

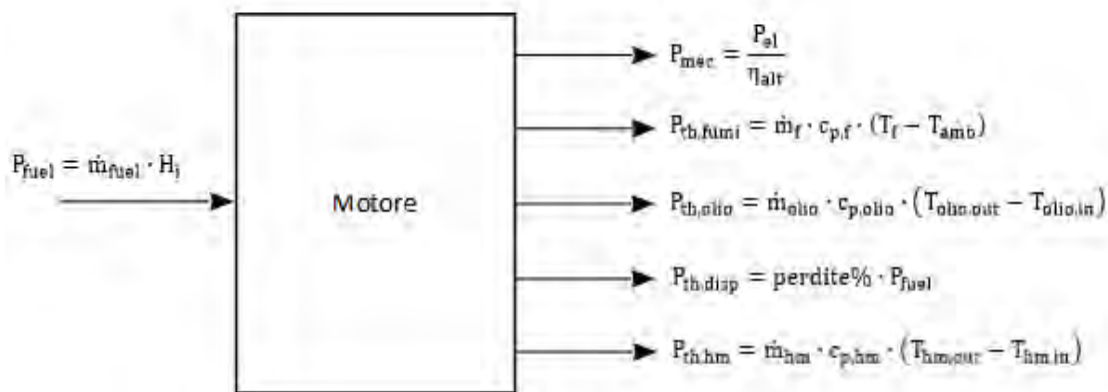


Figura 33: Bilancio energetico motore

Le potenze che intervengono nel bilancio di primo principio relativo al funzionamento del motore, calcolate come descritto di seguito sono:

- Potenza termica introdotta, data dalla portata di combustibile per il suo potere calorifico inferiore;
- Potenza meccanica all'albero motore, calcolata dalla potenza elettrica prodotta e dal rendimento dell'alternatore;
- Potenza termica nei fumi, noti la portata dei fumi, il loro calore specifico, la temperatura di uscita dal motore e la temperatura ambiente;
- Potenza termica all'olio motore, calcolata a partire dalla portata di olio, dal suo calore specifico e dal salto di temperatura tra uscita e ingresso al motore;
- Potenza termica dispersa, stimata come perdita percentuale della potenza termica in ingresso;
- Potenza termica dell'acqua di refrigerazione, calcolata dalla portata d'acqua motore per il suo calore specifico (note) per il salto di temperatura dell'acqua.

Il bilancio permette quindi di calcolare la potenza termica asportata dall'acqua di raffreddamento e dall'olio motore:

$$P_{th,hm} + P_{th,olio} = P_{fuel} - P_{mec} - P_{th,fumi} - P_{th,disp} \quad (10)$$

Impostata la frazione di potenza all'olio rispetto al totale, si calcolano i due contributi.

Note la portata dell'acqua motore e il relativo calore specifico, si calcola quindi il ΔT dell'acqua di refrigerazione.

$$P_{th,hm} = \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot (T_{hm,out} - T_{hm,in}) \quad (11)$$

Dalla temperatura di ritorno dell'acqua di raffreddamento ($T_{hm,in}$), calcolata dal modello nella sezione relativa alla batteria di scambiatori (descritta nel dettaglio nel capitolo successivo), sarà quindi possibile calcolare la temperatura dell'acqua in uscita dal motore:

$$T_{hm,out} = T_{hm,in} + \frac{P_{th,hm}}{\dot{m}_{hm} \cdot c_{p,h}} \quad (12)$$

Allo stesso modo, dalla temperatura dell'olio in ingresso al motore, se ne calcola il valore di uscita:

$$P_{th,olio} = \dot{m}_{olio} \cdot c_{p,olio} \cdot (T_{olio,out} - T_{olio,in}) \quad (13)$$

$$T_{olio,out} = T_{olio,in} + \frac{P_{th,olio}}{\dot{m}_{olio} \cdot c_{p,olio}} \quad (14)$$

Di seguito si riporta un'immagine del blocco relativo al bilancio energetico sul motore.

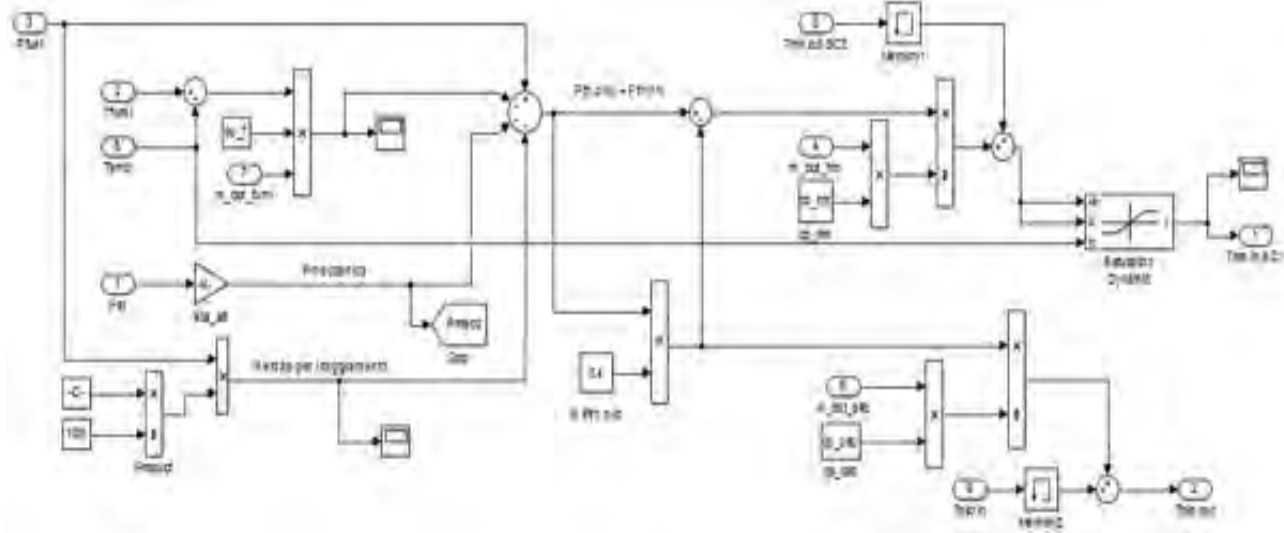


Figura 34: Bilancio energetico al motore

5.1.3 Sistema di recupero termico

Il sistema di recupero termico modellato in Simulink è composto dai seguenti scambiatori:

5.1.3.1 Scambiatore fumi motore/acqua utenza – SC3

Nota la temperatura di ingresso dell'acqua utenza, impostata come input del modello, questo blocco calcola le temperature di uscita dei fumi di scarico, poi espulsi al camino, e dell'acqua utenza, in ingresso al secondo scambiatore destinato al recupero della potenza termica (scambiatore acqua motore/acqua utenza). Nel blocco sono implementate le seguenti operazioni:

- 1) Calcolo della temperatura di uscita dei fumi, nota l'efficienza dello scambio termico:

$$\varepsilon_{SC3} = \frac{T_{f,in,SC3} - T_{f,out,SC3}}{T_{f,in,SC3} - T_{hu,in,SC3}} \rightarrow T_{f,out,SC3} = T_{f,in,SC3} - \varepsilon_{SC3} \cdot (T_{f,in,SC3} - T_{hu,in,SC3})$$

2) La potenza termica ceduta dai fumi all'acqua utenza:

$$P_{th,f,SC3} = \dot{m}_f \cdot c_{p,f} \cdot (T_{f,in,SC3} - T_{f,out,SC3})$$

3) Calcolo della calore latente recuperato dalla condensazione dei fumi, nota la portata della condensa (fornita dal costruttore del micro-cogeneratore) e il calore di vaporizzazione dell'acqua:

$$P_{th,cond} = \dot{m}_{cond} \cdot \lambda_{vap}$$

4) Si valuta la temperatura di uscita dell'acqua utenza dallo scambiatore, considerando che la potenza termica trasferita all'acqua è $P_{th,hu,SC3} = P_{th,f,SC3} + P_{th,cond}$:

$$P_{th,hu,SC3} = \dot{m}_{hu} \cdot c_{p,hu} \cdot (T_{hu,out,SC3} - T_{hu,in,SC3}) \rightarrow T_{hu,out,SC3} = T_{hu,in,SC3} + \frac{P_{th,hu,SC3}}{\dot{m}_{hu} \cdot c_{p,hu}}$$

Lo scambiatore fumi/acqua utenza è rappresentato dai seguenti blocchi:

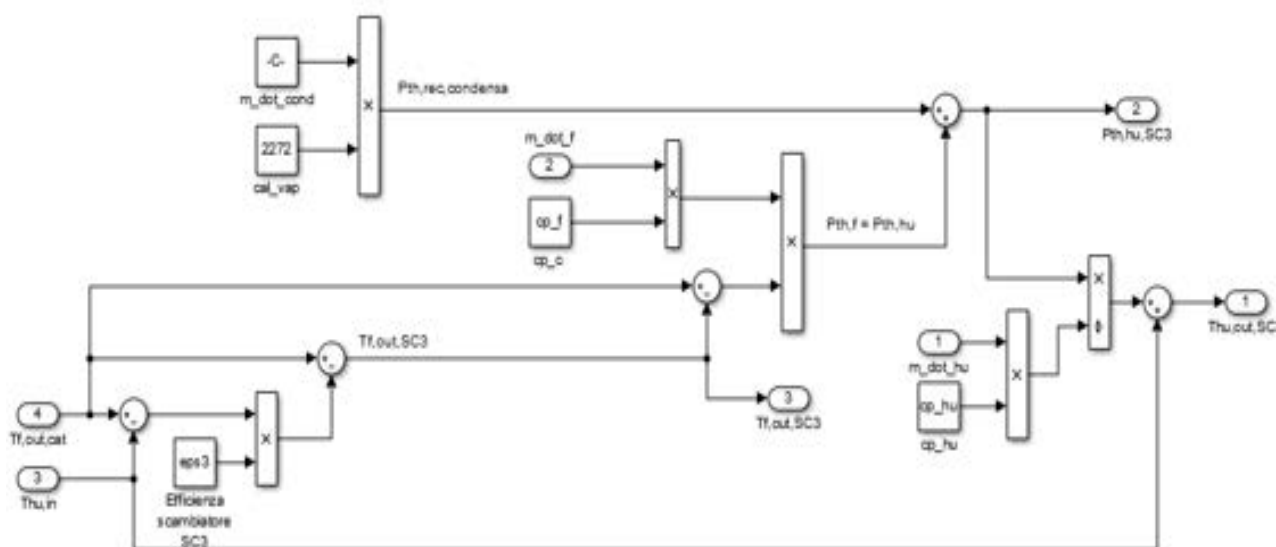


Figura 35: Blocco scambiatore fumi/acqua utenza

5.1.3.2 Valvola a tre vie termostatica – VT3

La valvola termostatica, necessaria per regolare il sistema di scambiatori ed evitare che la temperatura dell'acqua motore raggiunga valori troppo elevati, è simulata dal blocco riportato nella figura seguente:

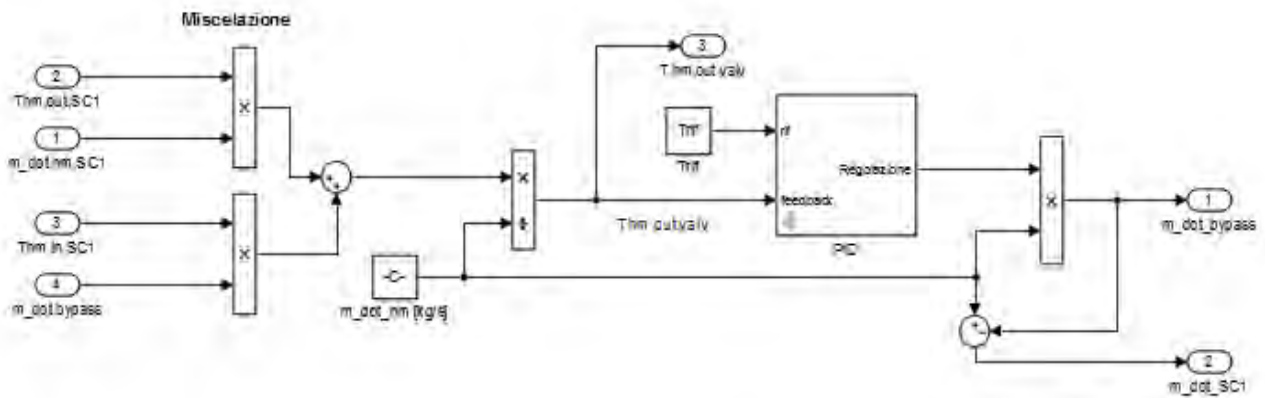


Figura 36: Blocco valvola a tre vie termostatica

Le operazioni svolte dalla valvola sono:

- 1) Calcolo della temperatura dell'acqua in uscita dalla valvola attraverso un bilancio entalpico

$$\dot{m}_{hm} \cdot h_{hm,out,VT3} = (1 - x) \cdot \dot{m}_{hm} \cdot h_{hm,out,SC1} + x \cdot \dot{m}_{hm} \cdot h_{hm,in,SC1}$$

Considerando che il calore specifico dell'acqua motore è costante e che l'entalpia può essere espressa come $c_{p,hm} \cdot T$:

$$\dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot T_{hm,out,VT3} = (1 - x) \cdot \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot T_{hm,out,SC1} + x \cdot \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot T_{hm,in,SC1}$$

Da cui si trova la temperatura cercata

$$T_{hm,out,VT3} = \frac{(1 - x) \cdot \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot T_{hm,out,SC1} + x \cdot \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot T_{hm,in,SC1}}{\dot{m}_{hm}}$$

- 2) Nota la temperatura di uscita, la valvola confronta il valore calcolato con quello di riferimento all'interno di un PID (come quello utilizzato per regolare la manetta del motore), fornendo in output un valore compreso tra 0 ed 1 che corrisponde alla frazione di acqua da by-passare allo scambiatore SC1 per inseguire il valore di temperatura cercato.

5.1.3.3 Scambiatore acqua motore/acqua utenza – SC1

Lo scambiatore acqua/acqua è stato modellato attraverso i seguenti blocchi:

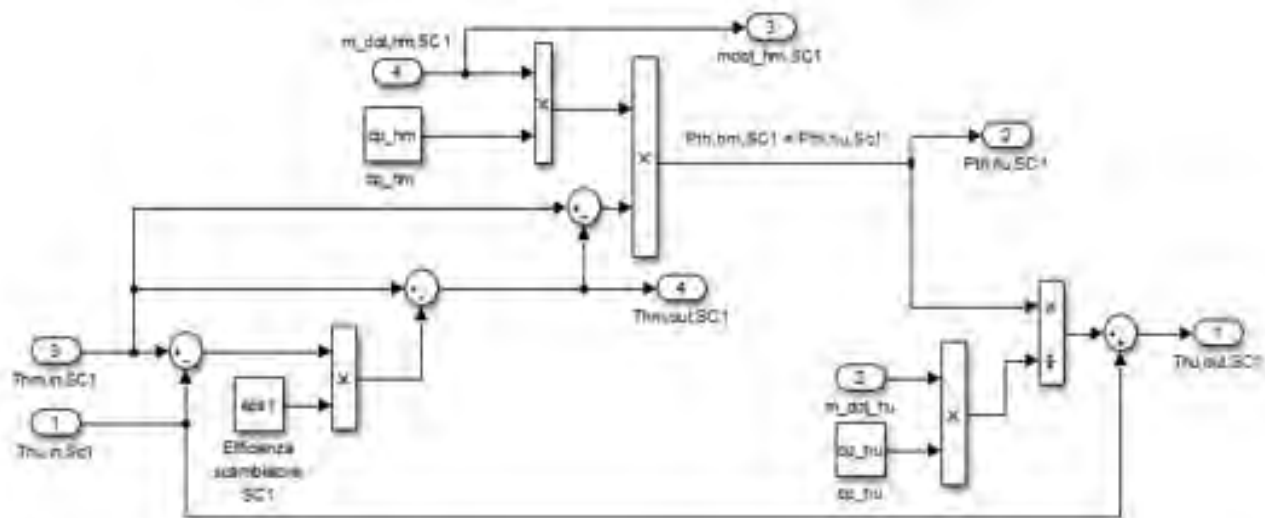


Figura 37: Blocco scambiatore acqua motore /acqua utenza

Note la temperatura di uscita dell'acqua di raffreddamento dal motore (calcolate dal bilancio descritto nel precedente capitolo), l'efficienza dello scambiatore e la temperatura di ingresso dell'acqua utenza dopo lo scambio termico con i fumi. Nello schema a blocchi riportato in figura precedente si calcolano:

- 1) La temperatura di uscita dell'acqua motore, dalla formula dell'efficienza

$$\varepsilon_{SC1} = \frac{T_{hm,in,SC1} - T_{hm,out,SC1}}{T_{hm,in,SC1} - T_{hu,in,SC1}} \rightarrow T_{hm,out,SC1} = T_{hm,in,SC1} - \varepsilon_{SC1} \cdot (T_{hm,in,SC1} - T_{hu,in,SC1})$$

- 2) La potenza termica ceduta dall'acqua motore all'acqua utenza:

$$P_{th,hm,SC1} = \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot (T_{hm,in,SC1} - T_{hm,out,SC1})$$

- 3) Si valuta la temperatura di uscita dell'acqua utenza dallo scambiatore, posto che $P_{th,hm,SC1} = P_{th,hu,SC1}$:

$$P_{th,hm,SC1} = P_{th,hu,SC1} = \dot{m}_{hu} \cdot c_{p,hu} \cdot (T_{hu,out,SC1} - T_{hu,in,SC1}) \rightarrow T_{hu,out,SC1} = T_{hu,in,SC1} + \frac{P_{th,hu,SC1}}{\dot{m}_{hu} \cdot c_{p,hu}}$$

5.1.3.4 Generatore elettrico – G

Il generatore elettrico viene raffreddato dall'acqua motore, in uscita dalla vavola, prima che questa entri nello scambiatore SC0. Nota la temperatura dell'acqua in ingresso, il blocco calcola il valore in uscita a partire dalla potenza termica dissipata, stimata come percentuale della potenza meccanica all'albero.

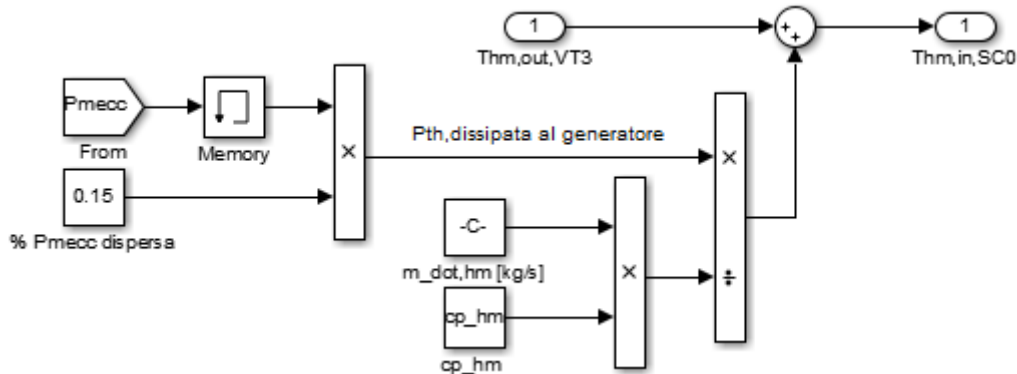


Figura 38: Blocco generatore elettrico

La temperatura dell'acqua di raffreddamento in uscita risulta:

$$P_{th,diss,G} = \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot (T_{th,out,VT3} - T_{th,in,SC0}) \rightarrow T_{th,in,SC0} = T_{th,out,SC0} + \frac{P_{th,diss,G}}{\dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm}}$$

5.1.3.5 Scambiatore fumi/acqua motore – SC0

I blocchi che simulano lo scambio termico tra l'acqua motore e i fumi sono riportati nella figura a pagina seguente. Nel blocco relativo allo scambiatore SC0 si calcolano:

- 1) La temperatura di uscita dei fumi, data l'efficienza, la temperatura dei fumi stessi in uscita dal motore e la temperatura dell'acqua motore in arrivo dallo scambiatore SC1 calcolata sopra:

$$\varepsilon_{SC0} = \frac{T_{f,in,SC0} - T_{f,out,SC0}}{T_{f,in,SC0} - T_{hm,in,SC0}} \rightarrow T_{f,out,SC0} = T_{f,in,SC0} - \varepsilon_{SC0} \cdot (T_{f,in,SC0} - T_{hm,in,SC0})$$

- 2) La potenza termica ceduta dai fumi all'acqua motore:

$$P_{th,f,SC0} = \dot{m}_f \cdot c_{p,f} \cdot (T_{f,in,SC0} - T_{f,out,SC0})$$

3) La temperatura di uscita dell'acqua motore dallo scambiatore, posto che $P_{th,f,SC0} = P_{th,hm,SC0}$:

$$P_{th,f,SC0} = P_{th,hm,SC0} = \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot (T_{hm,out,SC0} - T_{hm,in,SC0}) \rightarrow T_{hm,out,SC0} = T_{hm,in,SC0} + \frac{P_{th,hm,SC0}}{\dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm}}$$

I fumi sono raffreddati per ottimizzare la reazione nel catalizzatore, che provoca un successivo aumento di temperatura prima del loro ingresso nello scambiatore SC3.

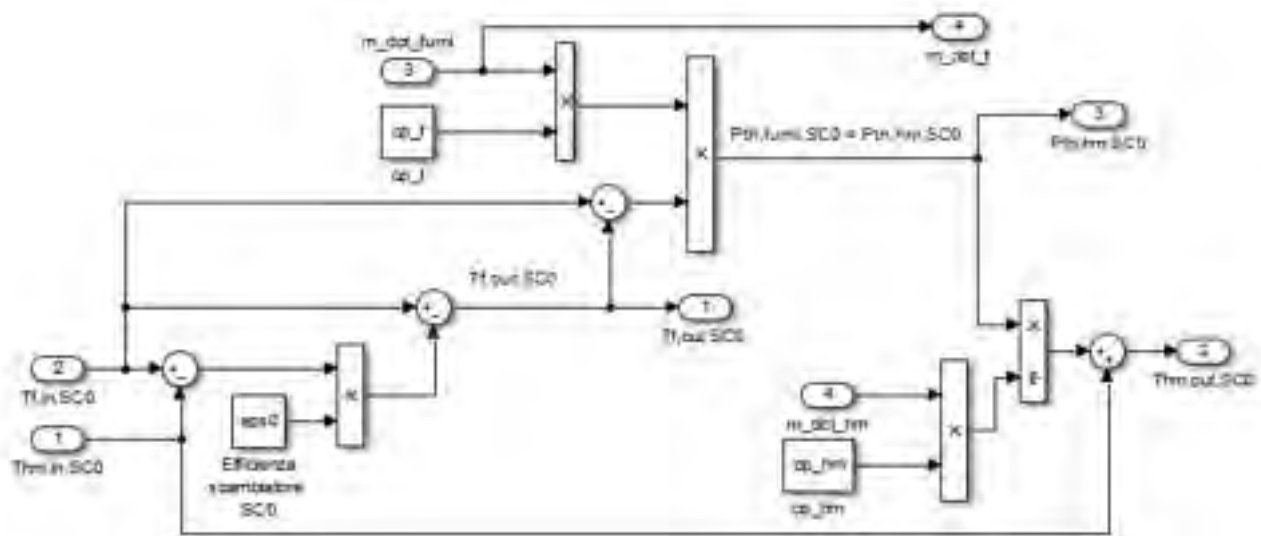


Figura 39: Blocco scambiatore fumi/acqua motore

5.1.3.6 Scambiatore olio/acqua motore – SC2

L'ultimo scambiatore modellato è quello relativo allo scambio termico tra olio e acqua motore, del quale si riportano i blocchi in figura:

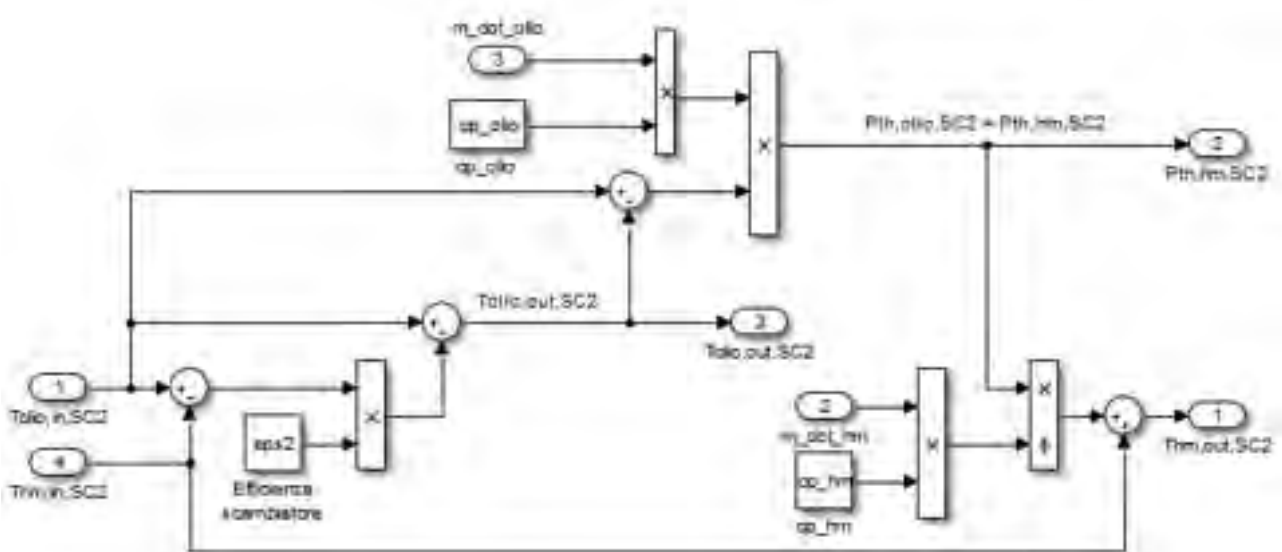


Figura 40: Blocco scambiatore olio/acqua motore

Nel blocco sono calcolati:

- 1) La temperatura di uscita dell'olio motore, nota l'efficienza, la temperatura dell'olio in uscita dal motore e la temperatura dell'acqua motore in arrivo dallo scambiatore SC0:

$$\varepsilon_{SC2} = \frac{T_{olio,in,SC2} - T_{olio,out,SC2}}{T_{olio,in,SC2} - T_{hm,in,SC2}} \rightarrow T_{olio,out,SC2} = T_{olio,in,SC2} - \varepsilon_{SC2} \cdot (T_{olio,in,SC2} - T_{hm,in,SC2})$$

- 2) La potenza termica ceduta dall'olio all'acqua motore:

$$P_{th,olio,SC2} = \dot{m}_{olio} \cdot c_{p,olio} \cdot (T_{olio,in,SC2} - T_{olio,out,SC2}) = P_{th,hm,SC2}$$

- 3) La temperatura di uscita dell'acqua motore dallo scambiatore:

$$P_{th,hm,SC2} = \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot (T_{hm,out,SC2} - T_{hm,in,SC2}) \rightarrow T_{hm,out,SC2} = T_{hm,in,SC2} + \frac{P_{th,hm,SC2}}{\dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm}}$$

In questo modo si ha la temperatura dell'acqua di raffreddamento in ingresso al motore, necessaria per il bilancio energetico sullo stesso da cui si valuta la nuova temperatura di ingresso dell'acqua motore nella batteria di scambiatori.

5.2 Confronto dati sperimentali e simulati

Il modello Simulink è stato quindi utilizzato per simulare il funzionamento del micro-cogeneratore a diversi livelli di carico. I risultati ottenuti sono stati confrontati con le mappe di funzionamento ricavate dai dati sperimentali.

Nei grafici di seguito sono mostrate le mappe di rendimento elettrico e termico in funzione della potenza elettrica erogata (adimensionalizzata sul valore massimo registrato) ai tre livelli di carico ai quali è stato testato il motore (10,20 e 25 kW).

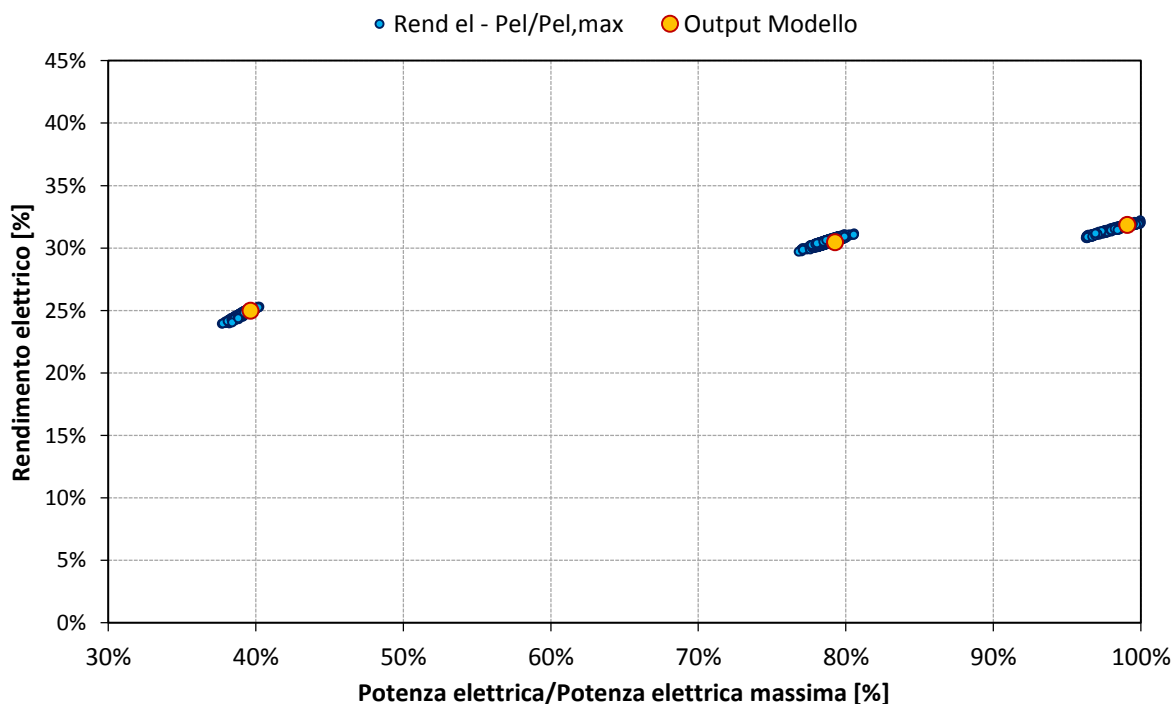


Figura 41: Mappa rendimento elettrico - Rendimento elettrico simulato

Sulle mappe sono riportati i punti di funzionamento del micro-cogeneratore simulati dal modello, riguardo all'output elettrico (Figura 43 sopra) e termico (figura a pagina successiva).

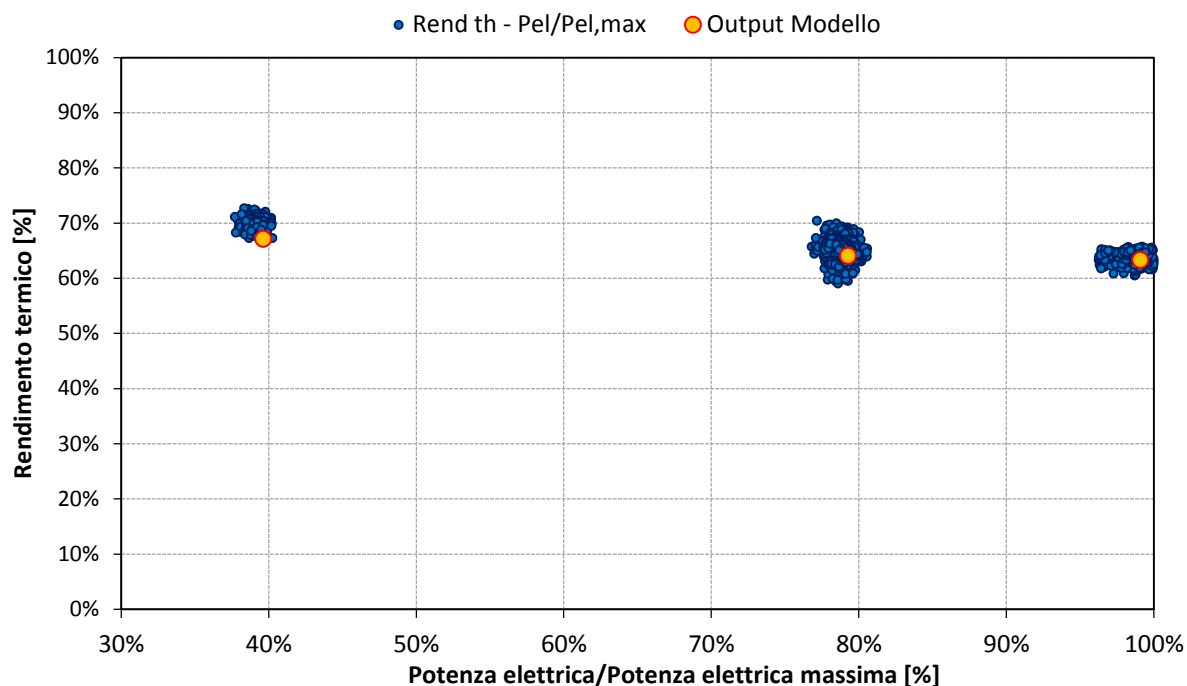


Figura 42: Mappa rendimento termico - Rendimento termico simulato

Nei due grafici di seguito, analoghi ai precedenti, si nota come i valori di potenza elettrica e termica simulati dal modello siano concordi ai punti di funzionamento sperimentali.

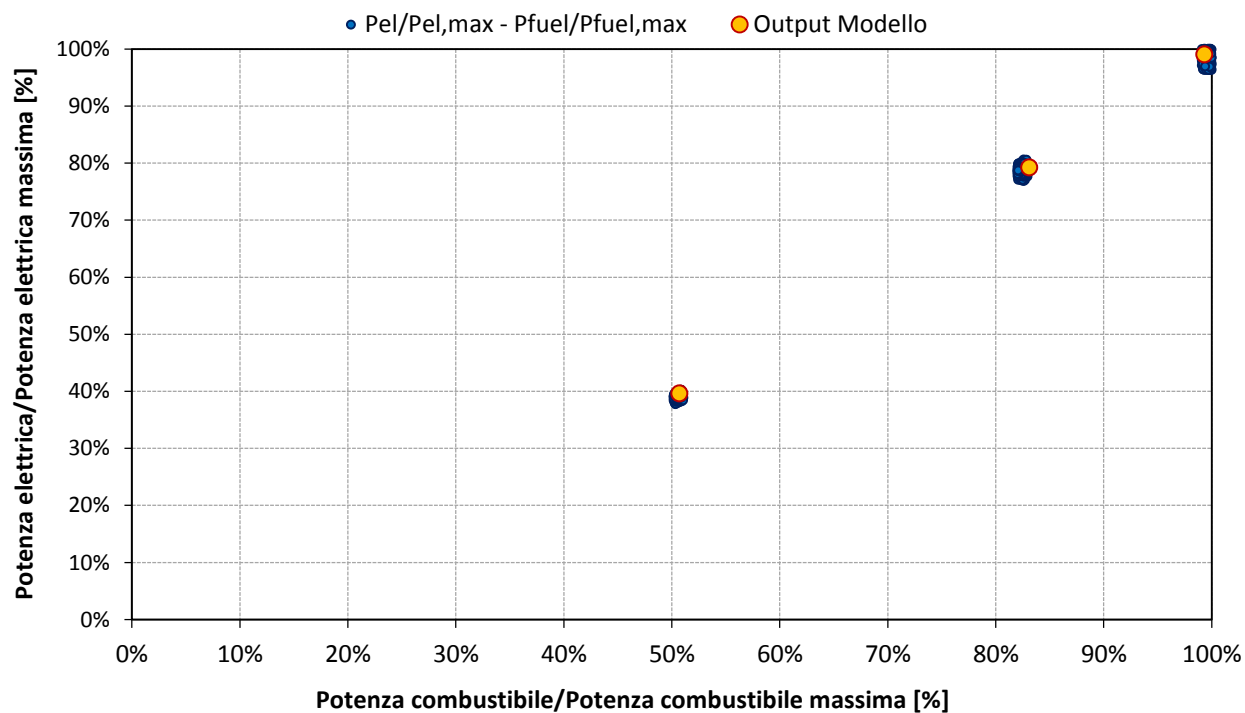


Figura 43: Mappa potenza elettrica - Potenza elettrica simulata

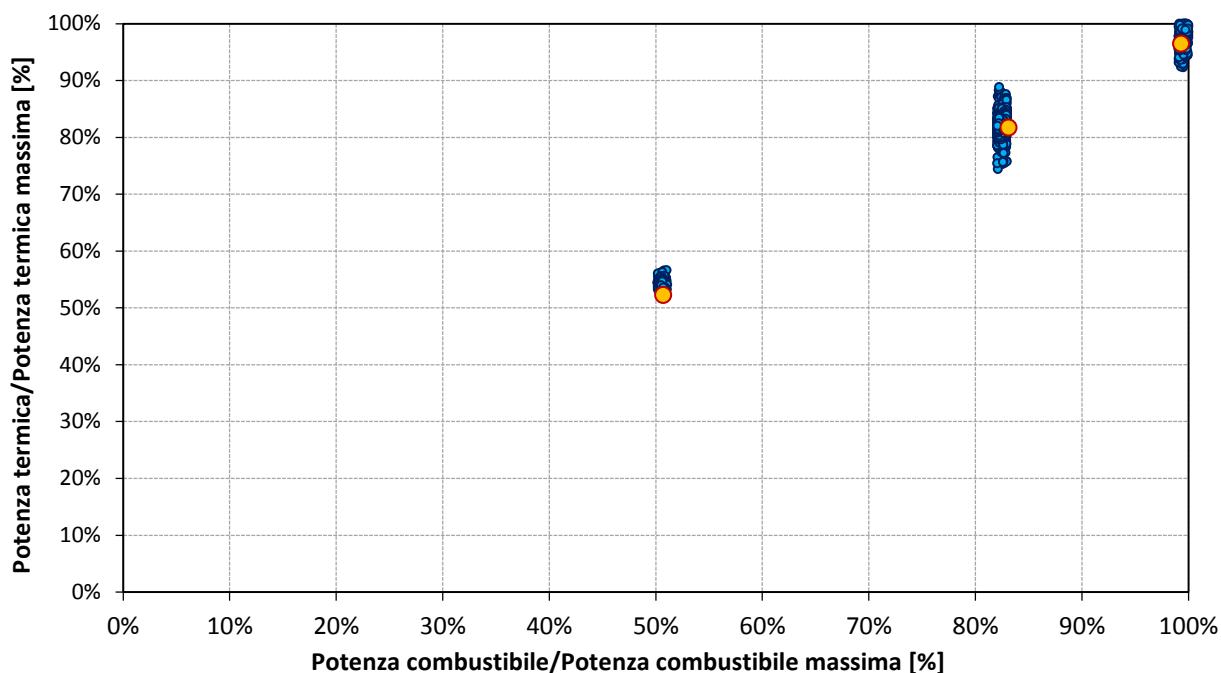


Figura 44: Mappa potenza termica – Potenza termica simulata

Disponendo poi delle curve sperimentali di rendimento elettrico e termico per tutto il range di potenza della micro-cogeneratore, sulla base degli output del modello sono stati calcolati tali valori di rendimento. Per l'elettrico è atteso che i punti siano sulla curva, poiché la potenza elettrica è simulata attraverso le mappe sperimentali.

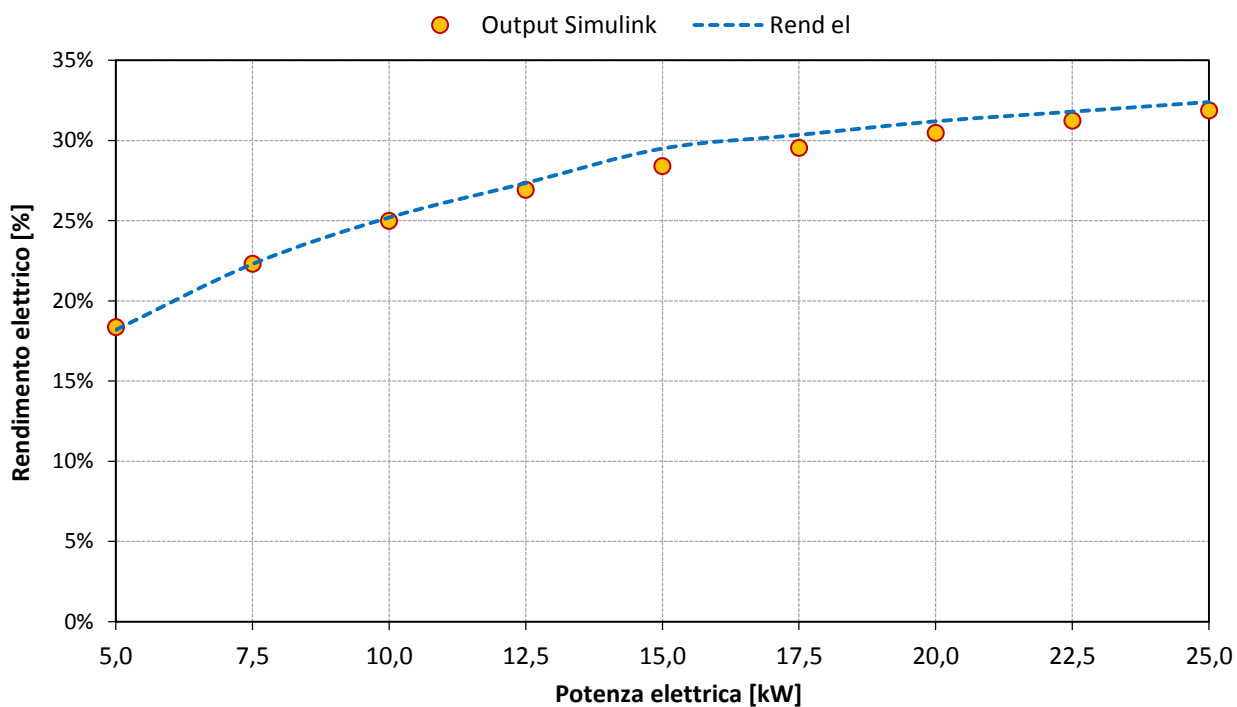


Figura 45: Rendimento elettrico sperimentale - Rendimento elettrico simulato

Riguardo al termico i risultati mostrano come la simulazione del sistema di recupero termico ben rappresenti il funzionamento del motore.

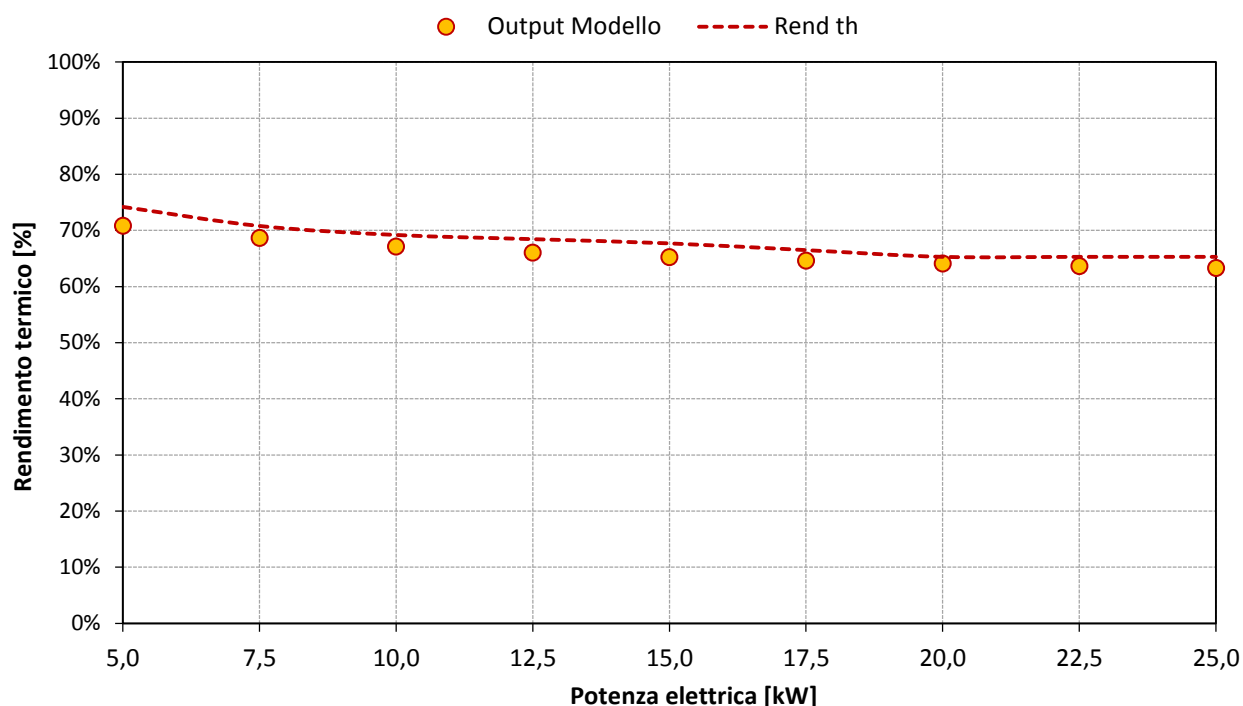


Figura 46: Rendimento termico sperimentale - Rendimento termico simulato

5.3 Esempi di simulazione

Dopo aver verificato che gli output del modello seguono con buona precisione le curve sperimentali di funzionamento del motore, sono state condotte altre simulazioni andando a rappresentare alcune grandezze significative al variare della temperatura di ingresso dell'acqua utenza, nelle condizioni di carico elettrico richiesto pari a 10, 20 e 25 kW.

I parametri monitorati nelle simulazioni sono stati i seguenti:

- Temperatura acqua motore all'uscita della valvola termostatica;
- Temperatura acqua di raffreddamento in ingresso al motore;
- Temperatura acqua di raffreddamento in ingresso al motore;
- Portata acqua motore in ingresso allo scambiatore acqua/acqua (SC1);
- Portata acqua motore by-passata allo scambiatore acqua/acqua (SC1);
- Salto di temperatura acqua utenza nello scambiatore acqua/fumi (SC3);
- Salto di temperatura acqua utenza nello scambiatore acqua/acqua (SC1);

5.3.1 Caso A: Simulazione a 25 kW

Il primo grafico raccoglie l'andamento delle temperature dell'acqua di raffreddamento all'uscita della valvola termostatica e all'ingresso e uscita del motore: si nota come queste temperature rimangano costanti fino a quando la temperatura di ingresso dell'acqua utenza non supera i 61°C.

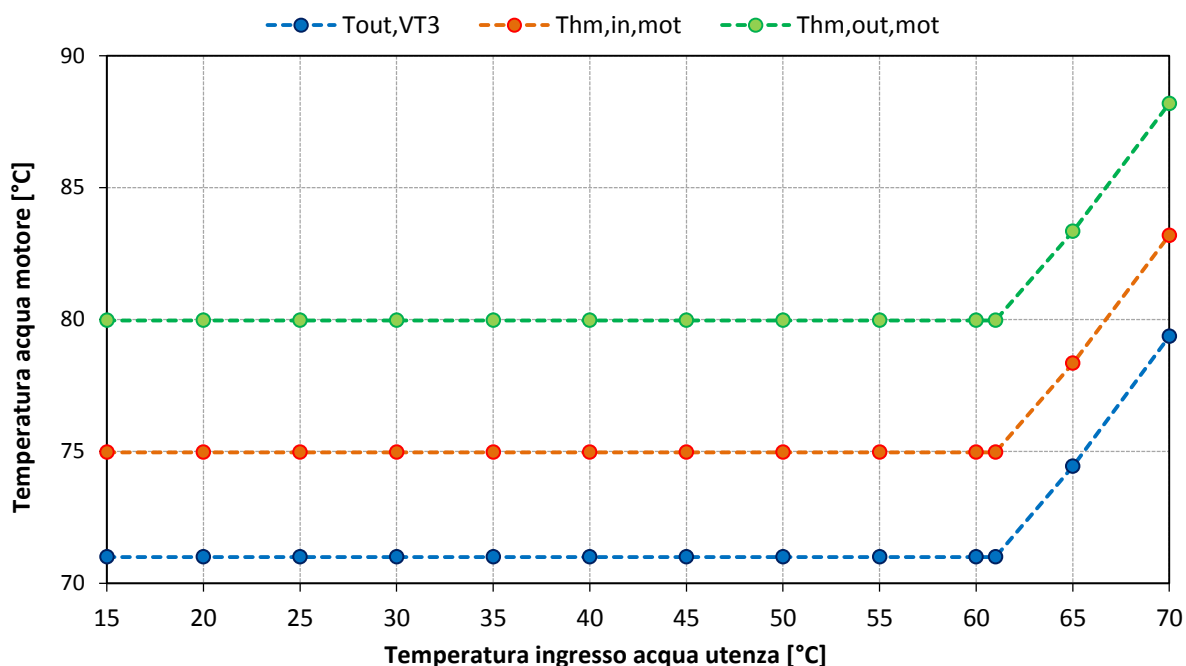


Figura 47: Regolazione temperature acqua motore – 25 kW

Al di sopra di questo valore infatti, la valvola non riesce più a termostatzare la temperatura dell'acqua motore al valore di riferimento di 71°C, pur inviando tutta la portata allo scambiatore SC1, come mostrato nel grafico seguente relativo alle portate regolate dalla valvola VT3.

Come conseguenza, le varie temperature all'interno del circuito di raffreddamento crescono: questo aspetto è dovuto al fatto che il sistema non prevede un radiatore per la dissipazione del calore in eccesso, con il risultato che il sistema si riassetta ma ad un livello di temperatura più alto.

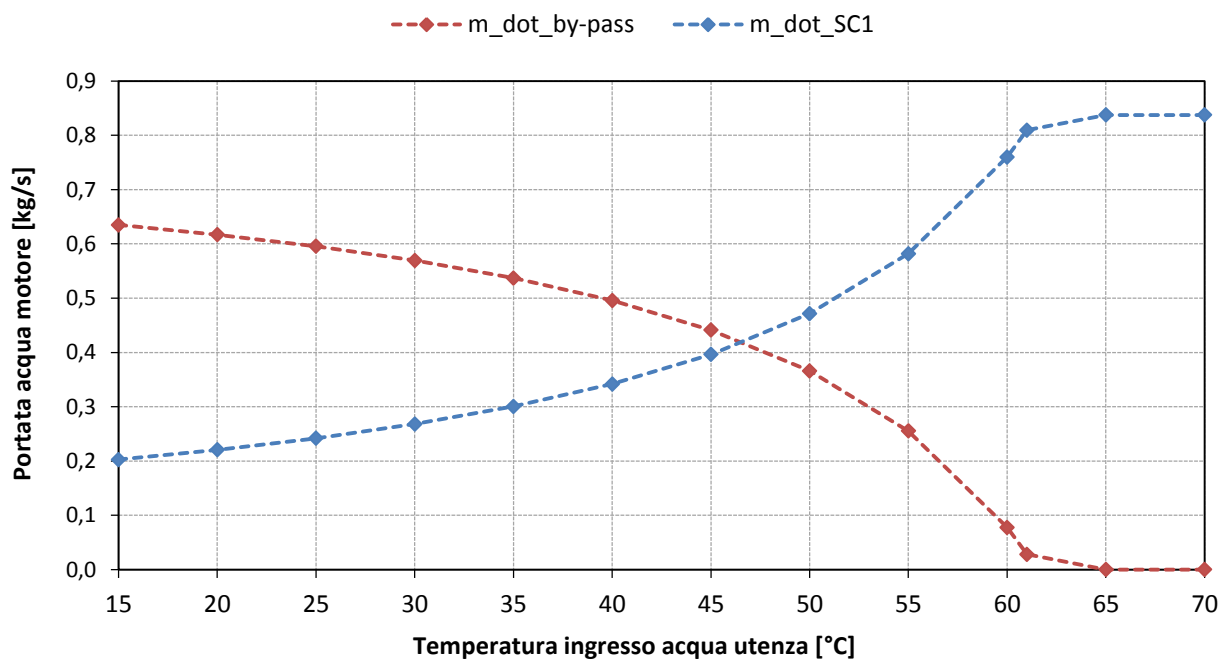


Figura 48: Regolazione delle portate – 25 kW

Nell'ultimo grafico, vengono riportati gli andamenti dei salti di temperatura dell'acqua utenza nei due scambiatori destinati al recupero della potenza termica. Si evince come lo scambio termico acqua/acqua sia "costante" fino a quando la valvola riesce a regolare, dopo l'acqua utenza esce dal sistema ad un valore ridotto. Il recupero lato fumi invece risulta decrescente al crescere della temperatura di ritorno dell'acqua utenza.

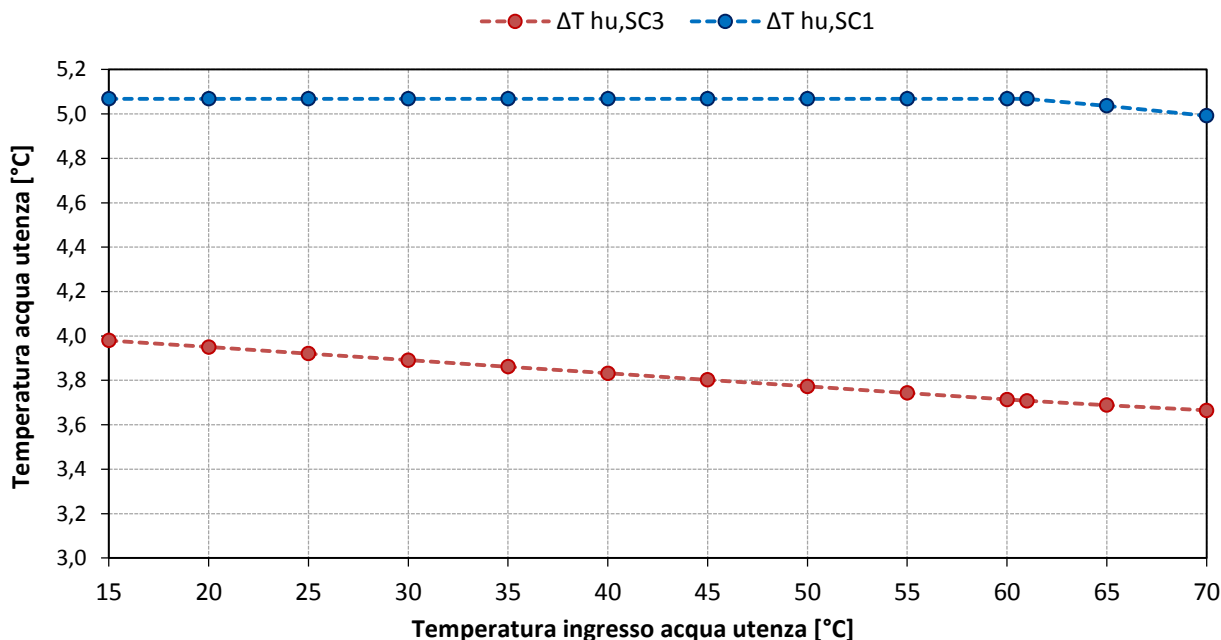


Figura 49: ΔT acqua motore e ΔT acqua utenza – 25 kW

5.3.2 Caso B: Simulazione a 20 kW

Come per il caso precedente, i risultati ottenuti dal modello per un livello di carico pari a 20 kW sono presentati di seguito.

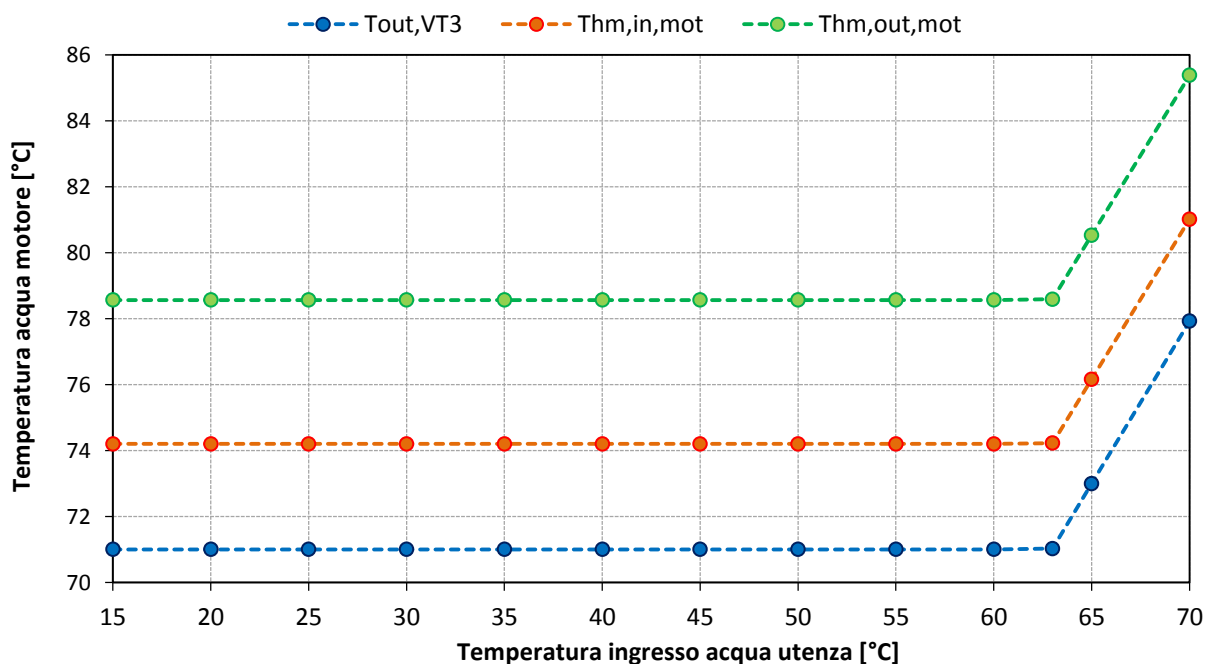


Figura 50: Regolazione temperature acqua motore – 20 kW

Si nota come il sistema risponda in modo analogo al precedente, con la valvola che in questa condizione di carico (più bassa del caso A), riesce a regolare fino ad un valore maggiore di temperatura di ritorno dell'acqua utenza: questo perché ad un carico minore, l'acqua esce dal motore a temperatura più bassa.

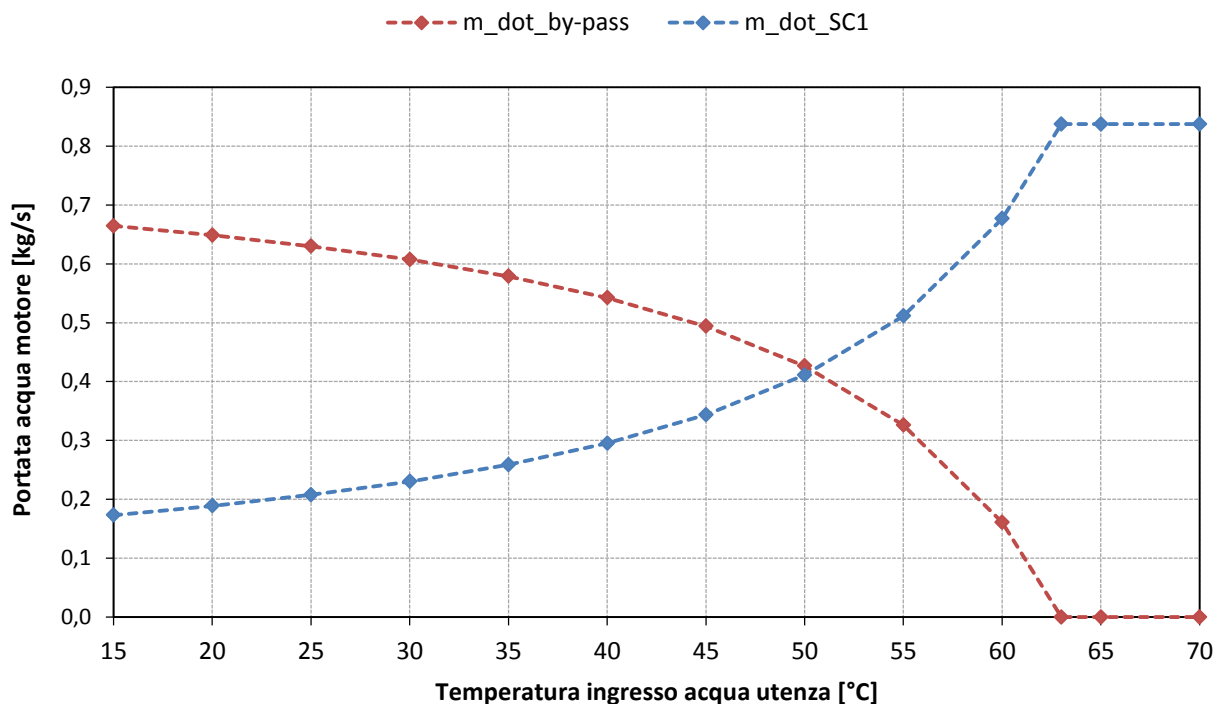


Figura 51: Regolazione delle portate – 20 kW

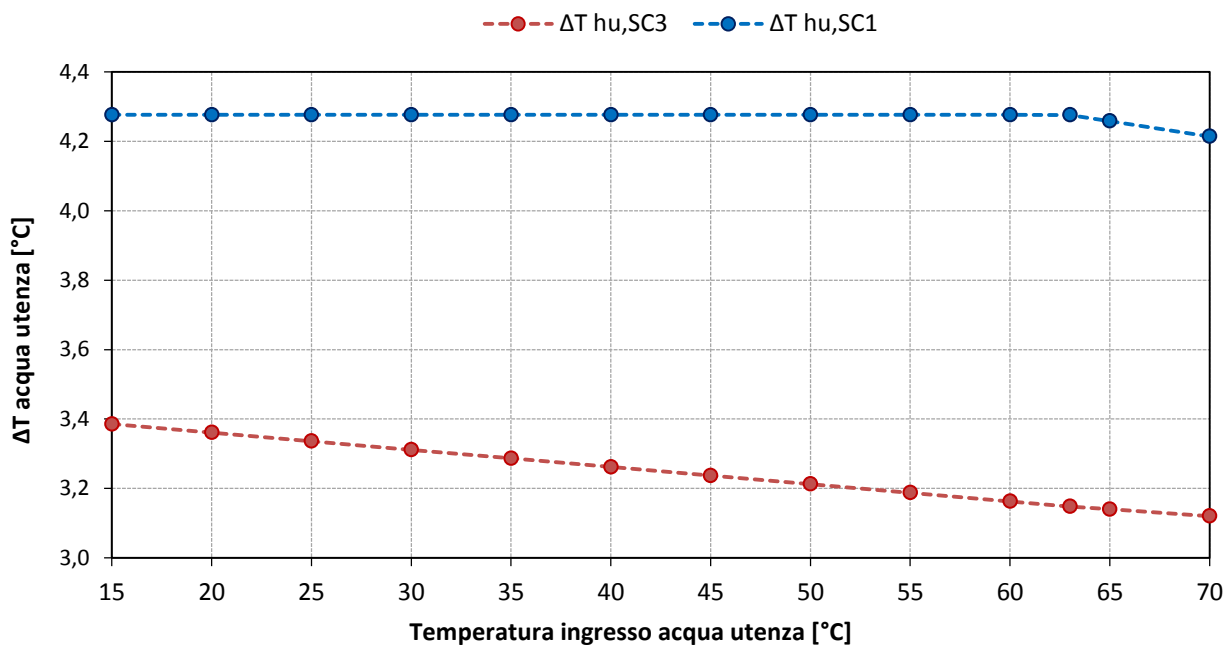


Figura 52: ΔT acqua motore e ΔT acqua utenza – 20 kW

5.3.3 Caso C: Simulazione a 10 kW

Nelle simulazioni a 10 kW, con temperatura dell'acqua utenza in ingresso al micro-cogeneratore variabile, si sono ottenuti i risultati riportati nei grafici di seguito.

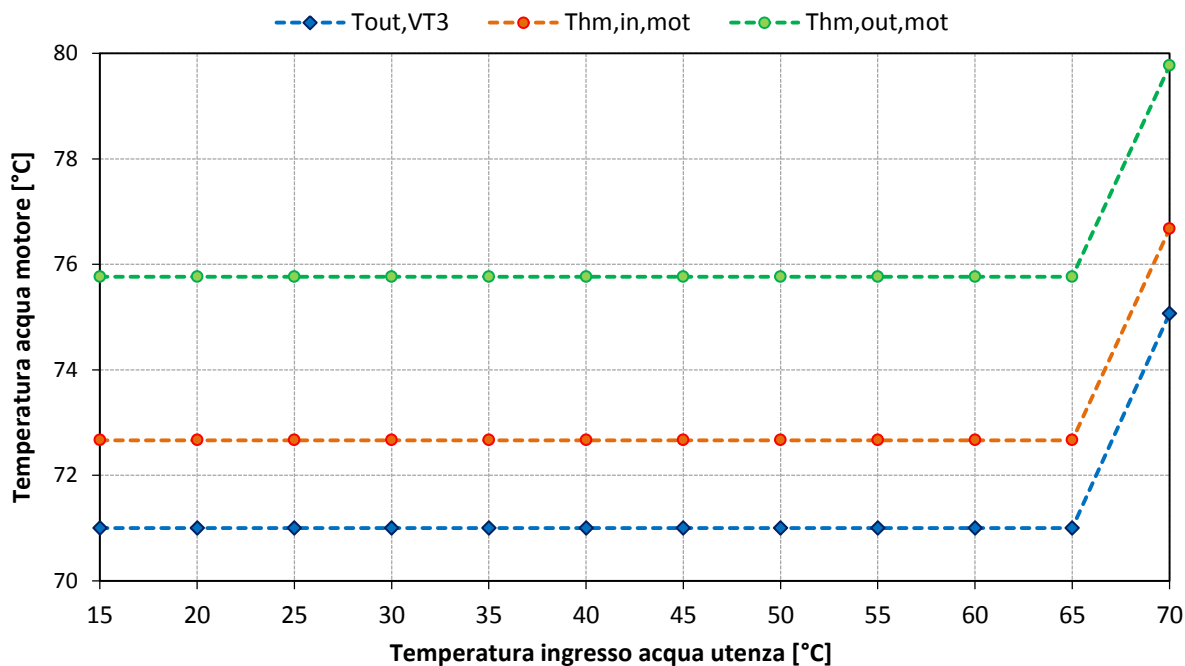


Figura 53: Regolazione temperature acqua motore – 10 kW

Il grafico precedente “conferma” che a carichi elettrici ridotti, la valvola termostatica riesce a regolare il sistema per temperature sempre maggiori dell'acqua utenza.

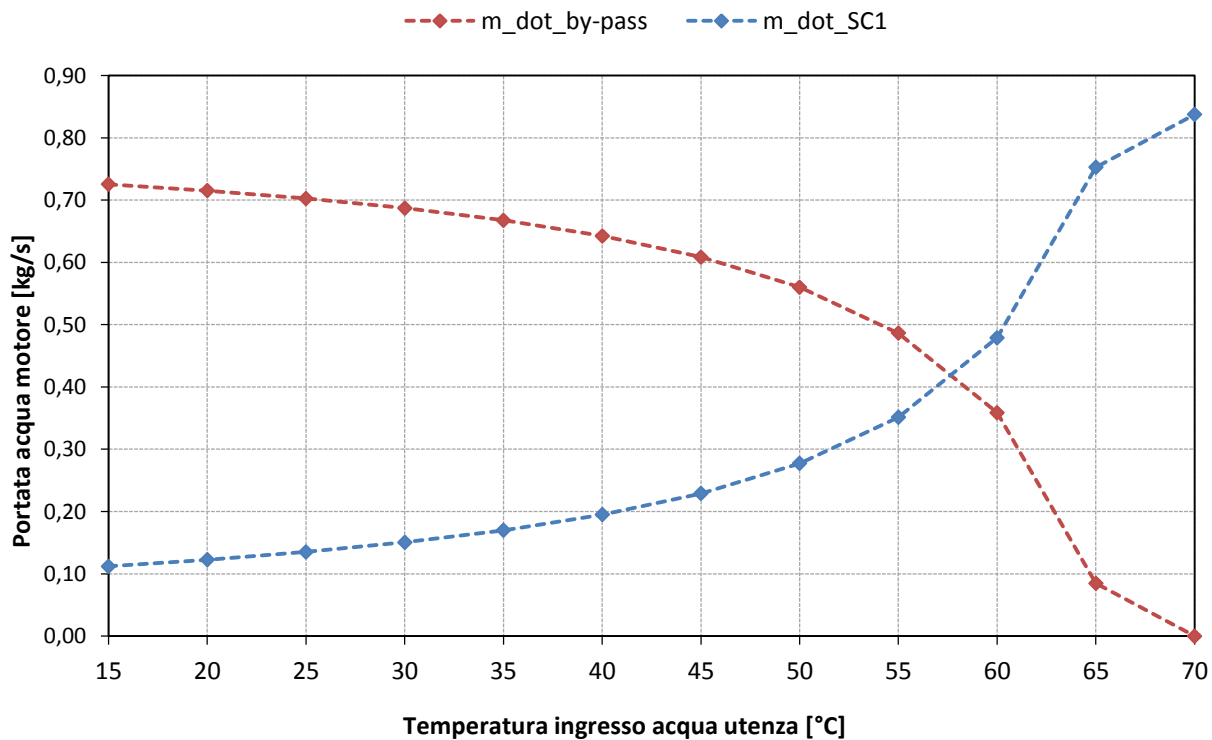


Figura 54: Regolazione delle portate – 10 kW

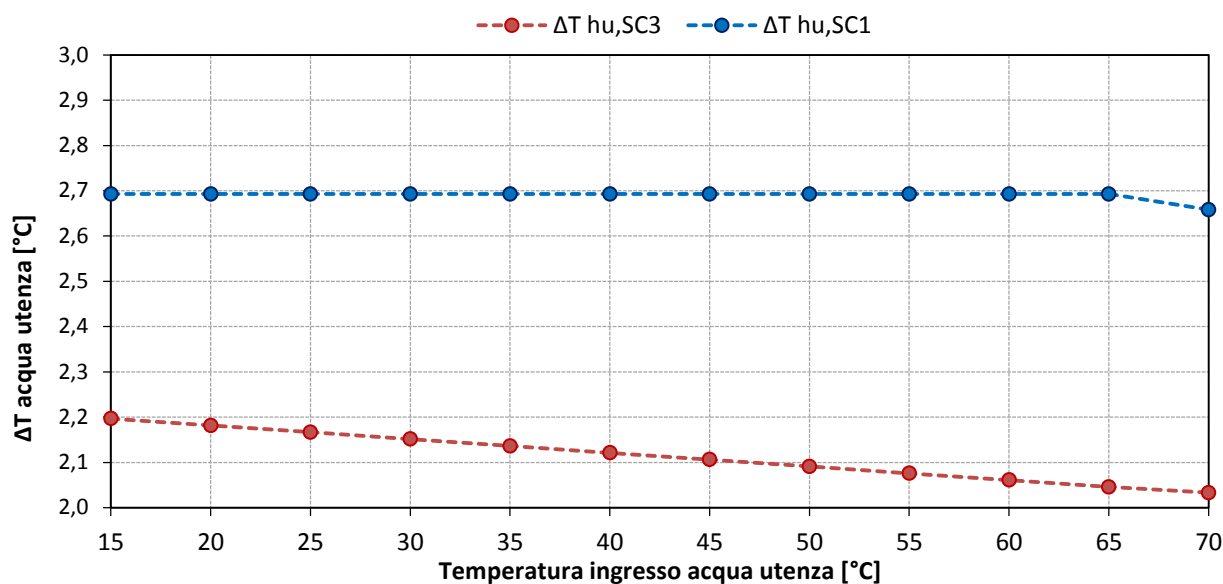


Figura 55: ΔT acqua motore e ΔT acqua utenza – 10 kW

Nel grafico che segue sono riportati insieme gli andamenti della temperatura dell'acqua di raffreddamento all'uscita dalla valvola termostatica. Si nota come questa riesca a mantenere la temperatura di riferimento di 71°C per valori crescenti della temperatura di ingresso dell'acqua utenza, riportata in ascissa, quando il motore riduce la potenza elettrica erogata.

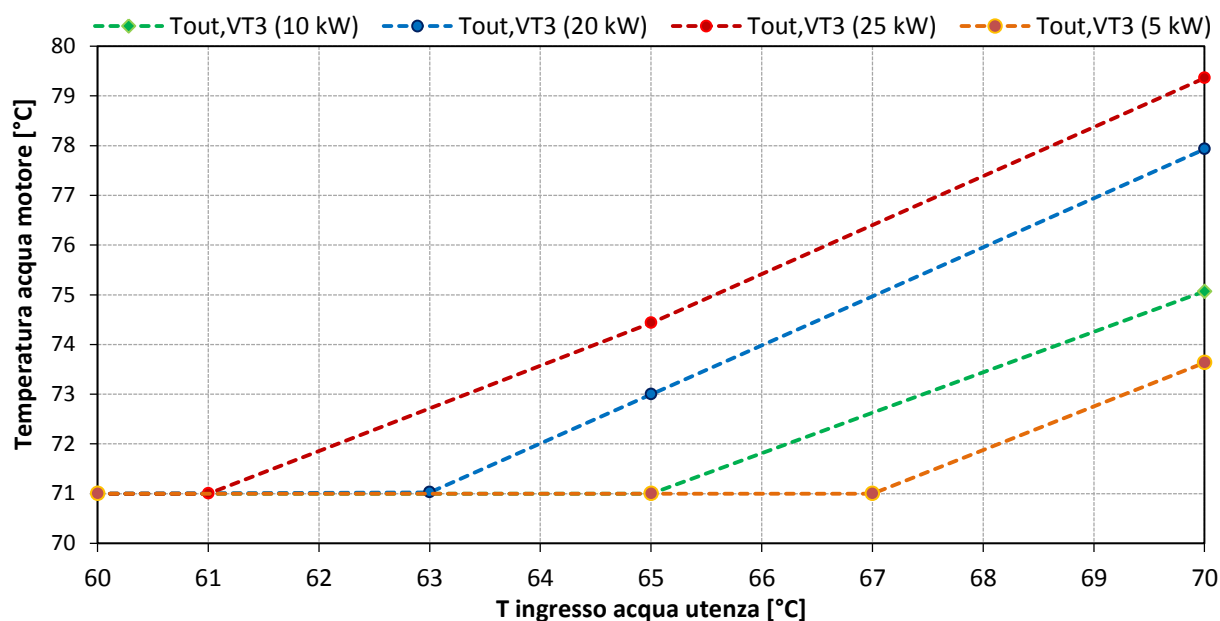


Figura 56: Temperatura all'uscita della valvola a diversi livelli di carico elettrico

Il modello sembra quindi simulare correttamente la risposta del sistema in fase di regolazione. Infatti quando la temperatura a valle della valvola cresce al di sopra della T_{rif} , come conseguenza dell'aumento della temperatura dell'acqua utenza in ingresso, il motore va in "regolato" diminuendo la potenza elettrica erogata fino all'eventuale spegnimento.

In questo modo, il micro-cogeneratore è in grado di funzionare per range di temperatura maggiori, evitando che l'acqua di raffreddamento raggiunga valori critici (non deve superare 89-90°C) per i quali è necessario spegnere il motore per evitare che questo si danneggi.

Conclusioni

Le analisi di scenario proposte a completamento della prima parte del lavoro hanno messo in luce i limiti della normativa attuale sui Sistemi Efficienti di Utenza, in particolare per eventuali applicazioni della micro-generazione in ambito residenziale. In particolare si è evidenziato come la competitività economica di questi sistemi non possa prescindere dai benefici SEU, con cui il periodo di payback si riduce notevolmente. Questo aspetto è indubbiamente un limite attuale della micro-cogenerazione, che tuttavia potrebbe trovare sviluppo in settori dove sia possibile rispettare il vincolo dell'unico cliente finale, in modo da usufruire dei benefici economici previsti dalla normativa.

Una possibilità in tal senso potrebbe essere il settore terziario e dei servizi, e nelle attività ad esso connesse.

Un aspetto fondamentale da ricordare è che con questa normativa, di fatto è stato introdotto il pagamento degli oneri di distribuzione e trasporto anche per i sistemi di produzione finalizzati all'autoconsumo di energia, ovvero un costo per un servizio che non è effettivamente utilizzato. Tale misura è attuata nondimeno agli impianti qualificabili come SEU, che come si è visto devono pagare questi oneri in misura del 5%. Nel concreto quindi, il "beneficio" previsto per un sistema che rispetti i vincoli è il non pagamento di dell'intera quota degli oneri di cui sopra.

Riguardo la seconda parte, i risultati ottenuti hanno mostrato come il modello di simulazione sviluppato in Matlab Simulink ben rappresenti il funzionamento della macchina a regime, per tutto il range di potenza, sia lato elettrico che termico.

Il fatto di aver riprodotto l'intera sezione di recupero termico del micro-cogeneratore con tutti suoi singoli componenti, il modello presenta una serie di aspetti rilevanti:

- Possibilità di simulare tutte le temperature intermedie e il loro andamento durante il funzionamento;
- Riproduzione del sistema di auto-regolazione composto dalla valvola a tre vie termostatica;
- Simulazione della potenza termica recuperata tramite un approccio fisico e senza l'utilizzo di mappe sperimentali.

In aggiunta alle principali grandezze per la valutazione delle performance energetiche della tecnologia, il modello consente di valutare un serie di parametri interessanti, come mostrato dai grafici sulle temperature e le portate del capitolo precedente.

Questa caratteristica potrà rappresentare un importante strumento per l'ulteriore sviluppo del modello stesso, in particolare per quanto riguarda la simulazione dei transitori e dei sistemi di controllo e di modulazione della potenza elettrica, non sviluppati in questo lavoro.

Appendice – Legenda

T_{amb}	Temperatura ambiente
T_f	Temperatura fumi in uscita dal motore
$T_{f,in,CAT}$	Temperatura fumi in ingresso al catalizzatore
$T_{f,in,SC3}$	Temperatura fumi in ingresso allo scambiatore acqua utenza/fumi
$T_{f,can}$	Temperatura fumi al camino
$T_{hu,in}$	Temperatura acqua utenza in ingresso al micro-cogeneratore
$T_{hu,out,SC3}$	Temperatura acqua utenza in uscita dallo scambiatore acqua utenza/fumi
$T_{hu,out}$	Temperatura acqua utenza in uscita dal micro-cogeneratore
$T_{hm,in,SC1}$	Temperatura acqua motore in ingresso allo scambiatore acqua utenza/acqua motore
$T_{hm,out,SC1}$	Temperatura acqua motore in uscita dallo scambiatore acqua utenza/acqua motore
$T_{hm,out,VT3}$	Temperatura acqua motore in uscita dalla valvola a tre vie termostatica
$T_{hm,in,SC0}$	Temperatura acqua motore in ingresso allo scambiatore acqua motore/fumi
$T_{hm,out,SC0}$	Temperatura acqua motore in uscita dallo scambiatore acqua motore/fumi
$T_{hm,out,SC2}$	Temperatura acqua motore in uscita dallo scambiatore acqua motore/olio
$T_{olio,out,mot}$	Temperatura olio in uscita dal motore
$T_{olio,in,SC2}$	Temperatura olio in ingresso allo scambiatore acqua motore/olio
$T_{olio,out,SC2}$	Temperatura olio in uscita dallo scambiatore acqua motore/olio
$\dot{m}_{hu}$	Portata acqua utenza
$\dot{m}_{hm}$	Portata acqua raffreddamento motore
$\dot{m}_f$	Portata fumi in uscita dal motore
$\dot{m}_{olio}$	Portata olio di lubrificazione del motore
$\dot{m}_{cond}$	Portata vapore acqueo condensato nei fumi
$\dot{m}_{aria}$	Portata d'aria in ingresso al motore
$\dot{m}_{fuel}$	Portata di combustibile in ingresso al motore
x	Frazione acqua motore by-passata allo scambiatore acqua utenza/acqua motore
ϵ_{Sc0}	Efficienza scambiatore acqua motore/fumi
ϵ_{Sc1}	Efficienza scambiatore acqua utenza/acqua motore
ϵ_{Sc2}	Efficienza scambiatore acqua motore/olio motore
ϵ_{Sc3}	Efficienza scambiatore acqua utenza/fumi
P_{fuel}	Potenza termica del combustibile in ingresso
P_{mec}	Potenza meccanica all'albero motore
P_{el}	Potenza elettrica erogata
$P_{th,fumi}$	Potenza termica nei fumi
$P_{th,olio}$	Potenza termica all'olio motore
$P_{th,hm}$	Potenza termica all'acqua motore
$P_{th,disp}$	Potenza termica dispersa
$P_{th,rec}$	Potenza termica totale recuperata

Bibliografia

[1] Gestore dei Servizi Energetici. Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento.

http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Guida%20CAR.pdf

[2] Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento.

http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Guida%20CAR.pdf

[3] Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015.

<http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/Regolamento%20Delegato%20UE%202015-2402%20della%20Commissione%20del%2012%20ottobre%202015.pdf>

[4] Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20.

<http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/07020dl.htm>

[5] Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011.

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-4-AGOSTO-2011-2.pdf>

[6] Ministero dello Sviluppo Economico. Decreto Ministeriale 5 settembre 2011.

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-5-SETTEMBRE2011.pdf>

[7] Regolamento Delegato (Ue) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015.

http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/GSE_Documenti/Certificati%20Bianchi%20e%20CAR/Evoluzione%20del%20quadro%20normativo/Normative/Regolamento%20Delegato%20UE%202015-2402%20della%20Commissione%20del%2012%20ottobre%202015.pdf

[8] Evoluzione normativa CAR.

<http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Certificati%20Bianchi%20e%20CAR/Evoluzione%20normativa%20CAR/Pages/default.aspx>

[9] ROADMAP per la COGENERAZIONE in ITALIA.

http://www.fast.mi.it/pdf/code2_roadmap_ita.pdf

[10] Allegato A della Delibera 578/2013/Reel (TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO – TISSPC).

<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/578-13all.pdf>

[11] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

<http://www.autorita.energia.it/it/dati/ees5.htm>

[12] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

<http://www.autorita.energia.it/it/elettricità/onerigenerali.htm#a2>

[13] Guida alla qualifica dei sistemi SEU e SEESEU.

http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/GSE_Documenti/Qualifiche%20SEU/Guida%20Qualifica%20SEU%20e%20SSESEU.pdf

[14] Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL;

<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/578-13all.pdf>

[15] Dati utenza condominio tipo, Tecnosolare;

<http://www.tecnosolare.it/schede%20preventivi/18%20Scheda%20fv%20Condominiale%20Grid-Connected.pdf>

[16] TOTEM ENERGY, Asja Group;

<http://www.totem.energy>

[17] Prezzo monorario energia elettrica, AEEGSI.

<http://www.autorita.energia.it/it/elettricità/prezzirif.htm>

[18] Ritiro Dedicato, GSE.

<http://www.gse.it/it/Ritiro%20e%20scambio/Ritiro%20dedicato/Pages/default.aspx>

[19] Prezzo fornitura gas condomini, AEEGSI.

<http://www.autorita.energia.it/it/dati/condec.htm>

[20] Gestore Mercati Energetici (GME).

<http://www.mercatoelettrico.org/it/>

[21] Testo Unico Accise, Agenzia delle Dogane.

<http://www.fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2015/04/testo-unico-accise.pdf>

[22] Scheda tecnica TOTEM 25.

- http://www.totem.energy/wp-content/uploads/TOTEM_ST_Ver_1.0_16.pdf
-

[23] Prof. Ruscica, Prof. Badami, Ing. Portoraro; Micro-cogenerazione nel settore residenziale con l'utilizzo di motoria combustione interna: Sviluppo di un modello matematico per la simulazione oraria e analisi di un caso reale".

http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/elettrotecnologie/9-rapporto-polito.pdf

Curriculum Vitae del gruppo di lavoro

Prof. Marco Badami

Nato a Torino l'11/01/1963

Dipartimento Energia, Politecnico di Torino

C.so Duca degli Abruzzi 24, cap. 10129

Numeri Telefonici: Uff. : 011 0904516

E-mail: marco.badami@polito.it

Posizione attuale

Professore Associato del SSD ING/IND-08 "Macchine a Fluido" presso il Politecnico di Torino. Attività didattica: "Impiego industriale dell'energia" (Laurea magistrale in Ingegneria Energetica), "Sistemi Energetici" (Laurea magistrale in Ingegneria Elettrica), "Manutenzione delle macchine a fluido" (Master).

Carriera Universitaria

1990 Ricercatore Universitario presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

1999 Professore Associato presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

Titoli di Studio

1988 Laurea in Ingegneria Meccanica con indirizzo Strutturistico presso il Politecnico di Torino con votazione 110/110 e Lode.

1988 Abilitazione all'esercizio della professione di Ingegnere. Iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Torino.

1999 Master of Science in Management presso la London School of Economics.

Corsi e Stages

1999 Visiting Researcher presso l'Imperial College di Londra.

1997 Corso di "International Business Strategy" presso la London School of Economics.

1995 Stage di approfondimento presso l'Università di Grenoble sugli impianti idraulici per la produzione di energia elettrica.

Attività scientifica

E' stato responsabile di numerosi contratti sia con enti pubblici sia con società private. Fra le varie attività si ricordano a titolo di esempio le seguenti:

Responsabilità dell'Unità Operativa del Politecnico di Torino per il progetto "HEGEL - High Efficiency polyGEneration appLIcation" finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del VI programma quadro (Coordinatore: Centro Ricerche FIAT).

Responsabile di una Unità Operativa del Politecnico di Torino per il progetto Regionale GREAT 2020 (coordinatore da AVIO) su "Combustibili alternativi per la propulsione aeronautica".

Responsabile di alcuni progetti MSE-ENEA sulla Microgenerazione nel settore residenziale e sulle reti di teleriscaldamento di piccola taglia.

Direzione del laboratorio di sistemi energetici (EcoEner.lab) per lo studio teorico-sperimentale di sistemi energetici a basso impatto ambientale che comprende attualmente due impianti ed in particolare quello citato al punto precedente e un secondo impianto costituito da una microturbina da 100 kWe e da un gruppo ad assorbimento che sfrutta il calore della microturbina per la produzione di energia frigorifera.

E' stato Tutor di 5 Tesi di Dottorato su argomenti riguardanti lo studio teorico-sperimentale di impianti di cogenerazione-trigenerazione di piccola taglia.

E' stato Referee di 3 Tesi di Dottorato Europeo per l'Università Rovira i Virgili di Tarragona (Spagna).

Pubblicazioni

E' autore di circa 100 pubblicazioni scientifiche di cui 60 presentate su riviste o a congressi internazionali. Si riportano di seguito alcune delle pubblicazioni effettuate negli ultimi anni.

Badami M., Portoraro A., Ruscica G. (2012). Analysis of trigeneration plants: Engine with liquid desiccant cooling and micro gas turbine with absorption chiller. INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH, vol. 36, p. 579-589, ISSN: 0363-907X, doi: 10.1002/er.1817

Badami M., Ferrero M., Portoraro A. (2012). Experimental tests of a small-scale microturbine with a liquid desiccant cooling system. INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH, ISSN: 1099-114X, doi: 10.1002/er.2914

M. BADAMI, MURA M. (2010). Exergetic analysis of an innovative small scale combined cycle cogeneration system. ENERGY, vol. 35, p. 2535-2543, ISSN: 0360-5442

BADAMI M., PORTORARO A (2009). Performance analysis of an innovative small-scale trigeneration plant with liquid desiccant cooling system. ENERGY AND BUILDINGS, vol. 11, p. 1195-1204, ISSN: 0378-7788

BADAMI M., MURA M (2009). Preliminary design and controlling strategies of a small-scale wood waste Rankine Cycle (RC) with a reciprocating steam engine (SE). ENERGY, vol. 34, p. 1315-1324, ISSN: 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2009.04.031

BADAMI M, MURA M., CAMPANILE P, ANZIOSO F (2008). Design and Performance Evaluation of an Innovative Small Scale Combined Cycle Cogeneration System. ENERGY, vol. 33, p. 1264-1276, ISSN: 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2008.03.001

Badami M., Ferrero M., Portoraro A. (2011). NOMINAL AND PARTIAL LOAD OPERATION OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM: AN EXPERIMENTAL ASSESSMENT. In: Proceedings of 2011 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Denver, Colorado, USA, November 11-17, 2011

BADAMI M., PORTORARO A, RUSCICA G (2010). Analysis and comparison of performance of two small-scale Trigeneration plants: an ICE with a liquid desiccant cooling system and a MGT with an absorption chiller, Orlando, Florida, USA, November 13-19, 2009., vol. 6, p. 459-467, ASME, ISBN: 9780791843796, doi: 10.1115/IMECE2009-12279

M. BADAMI, J.C. BRUNO, A. CORONAS, J. ORTIGA, PORTORARO A. (2010). PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND COMPARISON WITH EMPIRICAL CORRELATIONS. In: -. Proceedings, 9th IIR Gustav Lorentzen Conference, Sidney, Australia, 12-14 April 2010

BADAMI M., PORTORARO A (2009). ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM. In: -. ExHFT-7. Krakow, Poland, 28 June - 03 July 2009, p. 475-482, ISBN: 9788374642354

Ing. Armando Portoraro, Ph.D

Nato a Torino il 27/10/1977

Dipartimento Energia, Politecnico di Torino

C.so Duca degli Abruzzi 24, cap. 10129

Numeri Telefonici: Uff. : 011 0904539

E-mail: armando.portoraro@polito.it

Posizione attuale

Assegnista di Ricerca del SSD ING/IND-09 "Sistemi per l'energia e l'ambiente" presso il Politecnico di Torino. Attività didattica: collaborazione alle lezioni ed esercitazioni del Corso "Impiego industriale dell'energia" (Laurea magistrale in Ingegneria Energetica), focus sui sistemi di cogenerazione e di trigenerazione e sui meccanismi di incentivazione del risparmio energetico previsti dalla Normativa Nazionale (Titoli di Efficienza Energetica, Certificati Verdi).

Carriera Universitaria

2010 Assegnista di Ricerca presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

2007 Dottorando in Energetica presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

Titoli di Studio

2002 Laurea in Ingegneria Aerospaziale con indirizzo Propulsione presso il Politecnico di Torino con votazione 110/110 e Lode.

2007 Abilitazione all'esercizio della professione di Ingegnere. Iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Torino.

2007 - 2010 Dottorato di Ricerca in Energetica: durante il ciclo di Dottorato, si è occupato dello studio teorico-sperimentale di sistemi di trigenerazione di piccola taglia. In particolare, l'attività si è sviluppata nell'analisi approfondita delle performance energetiche teoriche a punto nominale e a carico parziale, delle problematiche di funzionamento, della redditività d'esercizio, e nella conduzione delle prove sperimentali sui due impianti di trigenerazione installati e gestiti dal Dipartimento Energia del Politecnico di Torino: un cogeneratore con motore a combustione interna a regolazione variabile da 126 kW accoppiato a un sistema desiccant liquido a cloruro di litio, e un impianto con microturbina a gas da 100 kW con assorbitore a bromuro di litio.

Attività scientifica

2009 – 2015: Svolgimento di attività di ricerca per l'ENEA inerente Accordo di Programma MSE-ENEA, Ricerca di Sistema Elettrico. Analisi dei principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e studio comparativo delle prestazioni a regime parziale per le principali tecnologie di cogeneratori in commercio. Sviluppo di diversi modelli matematici per la simulazione oraria del funzionamento di cogeneratori di piccola e piccolissima taglia, sia con motori a combustione interna che con microturbine a gas. Sviluppo di modelli di simulazione dinamica di impianti di trigenerazione con assorbitori a bromuro di litio, e di unità a pompe di calore a gas. Validazione dei modelli realizzati con dati sperimentali acquisiti da impianti installati sul territorio nazionale. Studi di performance energetica e modellistica di reti termiche di piccola taglia, e analisi di dati sperimentali ottenuti da reti in esercizio sul territorio. Definizione di indici di performance e monitoraggi energetici di reti termiche.

2007 – 2009: Regione Piemonte - Settore Programmazione e Risparmio in Materia Energetica. Progetto di coordinamento delle attività necessarie alla redazione dei bilanci energetici provinciali, al fine di definire un modello di contabilità energetica omogenea e confrontabile su tutto il territorio regionale. Progetto per il portale regionale sull'energia; analisi critica e confronto dei modelli di bilancio energetico in essere presso le diverse province; bilancio energetico della provincia di Novara.

2006 – 2007: Comunità Montana Valsesia. Studio di fattibilità per l'utilizzazione energetica della disponibilità locale di biomasse legnose sul territorio della Comunità Montana.

2006 – 2009: Comunità Europea. Progetto di ricerca internazionale HEGEL (High Efficiency poliGEneration appLIcation) finanziato nell’ambito del 6° Programma Quadro, volto alla progettazione e realizzazione di applicazioni di micro-cogenerazione e micro-trigenerazione per il settore civile e industriale, basati su tecnologie altamente innovative ad alta efficienza.

Pubblicazioni

M Badami, G Chicco, A Dacio, A Portoraro, F Spertino. “MICRO-MULTIGENERATION MODELLING AND OPERATIONAL ASSESSMENT FOR RESIDENTIAL APPLICATIONS”, Proc. 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2015), Staffordshire University, UK.

G Amoruso, M Badami, A Portoraro. “LOCAL DISTRICT HEATING NETWORK WITH A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT: ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF OPTIMIZATION STRATEGIES”, Proc. ASME IMECE 2014. Volume 6A: Energy, V06AT07A012. November 2014, Montréal (CA). doi: 10.1115/IMECE2014-36499.

M Badami, A Portoraro. “ANALISI DI PERFORMANCE E MONITORAGGI ENERGETICI DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE”, 2014, Report RdS/2013/056 pubblicato da ENEA in seno all’Accordo di Programma MSE - ENEA.

http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/risparmio-energia-settore-civile/2013/rds-par2013-056.pdf

M Badami, F Camillieri, A Portoraro, E Vigliani. “ENERGETIC AND ECONOMIC ASSESSMENT OF COGENERATION PLANTS: A COMPARATIVE DESIGN AND EXPERIMENTAL CONDITION STUDY”, Energy, Volume 71, 15 July 2014, Pages 255–262.

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. “DYNAMIC PARSIMONIOUS MODEL AND EXPERIMENTAL VALIDATION OF A GAS MICROTURBINE AT PART-LOAD CONDITIONS”, Applied Thermal Engineering, Elsevier, accepted for publication.

M Badami, G Bocci, F Camillieri, D Pagliarulo, A Portoraro, E Vigliani. “EFFECT OF DIFFERENT ITALIAN REGULATORY FRAMEWORKS ON THE ENERGETIC ASSESSMENT OF CHP PLANTS: A COMPARATIVE DESIGN AND EXPERIMENTAL CONDITION ANALYSIS”, 2013 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. San Diego (CA)

M Badami, A Portoraro. “STUDIO E CARATTERIZZAZIONE DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE”, 2013, Report RdS/2013/105 pubblicato da ENEA in seno all’Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/risparmio-energia-settore-civile/2012/rds-2013-105.pdf

M Badami, I Bertini, F Ceravolo, B Di Pietra, F Margiotta, A Portoraro, G Puglisi. “A MATHEMATICAL MODEL OF A MICRO-COGENERATION SYSTEM COUPLED TO A HEAT PUMP FOR RESIDENTIAL APPLICATIONS: AN ENERGETIC PERFORMANCE ASSESSMENT”, 2013, 3rd International Conference in Microgeneration and Related Technologies in Buildings - MICROGEN III. Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. “EXPERIMENTAL TESTS OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM”, International Journal of Energy Research, vol. 37, pp. 991–1140. DOI 10.1002/er.2914

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. “ANALYSIS OF TRIGENERATION PLANTS: ENGINE WITH LIQUID DESICCANT COOLING AND MICRO GAS TURBINE WITH ABSORPTION CHILLER”, International Journal of Energy Research vol. 36, pp. 579-589. - ISSN 0363-907X. DOI 10.1002/er.1817

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. “SIMULATION MODEL AND EXPERIMENTAL VALIDATION OF A CHP PLANT WITH MICRO GAS TURBINE”, 2012 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Houston (TX)

M Badami, A Portoraro “ENERGETIC OPERATIONAL ASSESSMENT OF TWO SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANTS”, 2012 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Houston (TX)

M Badami, A Portoraro. "ANALISI TEORICO –SPERIMENTALE DI SISTEMI DI MICRO-COGENERAZIONE", 2012, Report RdS/2012/076 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/efficienza-energetica-servizi/2011/076-rds-pdf

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "NOMINAL AND PARTIAL LOAD OPERATION OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM: AN EXPERIMENTAL ASSESSMENT", 2011 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Denver (CO).

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "EXPERIMENTAL ASSESSMENT OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A NATURAL GAS MICROTURBINE AND A LIQUID DESICCANT SYSTEM.", 2nd European Conference on Polygeneration, Tarragona (E), 30th March-1st April, 2011. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Relatore.

M Badami, A Portoraro. "MICRO - TRIGENERAZIONE NEL SETTORE RESIDENZIALE CON L'UTILIZZO DI MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA: SVILUPPO DI UN MODELLO MATEMATICO DI UN ASSORBITORE A BROMURO DI LITIO", 2011, Report Report RdS/2011/56 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/efficienza-energetica-servizi/rds-56.pdf

M Badami, I Bertini, F Ceravolo, B Di Pietra, A Portoraro, G Puglisi. "A NEW TOOL FOR SIMULATION AND DESIGN OF A SMALL-SCALE INTERNAL COMBUSTION ENGINE COGENERATOR IN ENERGY EFFICIENT BUILDINGS", 2011, 1st International Conference in Microgeneration and Related Technologies in Buildings - MICROGEN I. Glasgow .Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. "MICRO-COGENERAZIONE NEL SETTORE RESIDENZIALE CON L'UTILIZZO DI MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA: SVILUPPO DI UN MODELLO MATEMATICO PER LA SIMULAZIONE ORARIA E ANALISI DI UN CASO REALE", 2010, Report RSE/2010/227 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/elettrotecnologie/9-rapporto-polito.pdf

J. Ortega, J.C. Bruno, A. Coronas, A. Portoraro, M. Badami, "PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A SMALLSCALE TRIGENERATION SYSTEM WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", Simposio Internacional sobre energias renovables y sustentabilidad.

M Badami, J C Bruno, A Coronas, J Ortega, A Portoraro. "PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND COMPARISON WITH EMPIRICAL CORRELATIONS", 9th IIR Gustav Lorentzen Conference 2010, 12-14 April, Sidney. Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, A Portoraro. "ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", 7th World Conference on Experimental Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics. 2009. Cracow. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Relatore.

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. "ANALYSIS AND COMPARISON OF PERFORMANCE OF TWO SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANTS: AN ICE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND A MGT WITH AN ABSORPTION CHILLER", 2009 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Orlando (FL).

G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, B. Di Pietra. "SUPPORTO ALLO SVILUPPO DI MODELLI PER LA SIMULAZIONE DI IMPIANTI DI MICRO COGENERAZIONE PER APPLICAZIONE RESIDENZIALE E TERZIARIA: PRINCIPALI INDICATORI ENERGETICI DEFINITI DALLA NORMATIVA VIGENTE E PRESTAZIONI A REGIME PARZIALE DELLE PRINCIPALI TECNOLOGIE DISPONIBILI IN COMMERCIO", 2009 Report RSE/2009/28 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA., http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Tecnologie_elettriche/RSE28.pdf

G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, M. Ferrero B. Di Pietra. "CALIBRAZIONE DEL MODELLO DINAMICO DI MICROCOGENERATORE CON TURBINA A GAS SVILUPPATO DA ENEA CON MACCHINA ELLIOT 100 A SERVIZIO DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DEL POLITECNICO DI TORINO", 2009, Report

RSE/2009/29 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA.,
http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Tecnologie_elettriche/RSE29.pdf

M Badami, A Portoraro. "PERFORMANCE ANALYSIS OF AN INNOVATIVE SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", Energy and Buildings, Elsevier, 2009, 1195-1204, Vol.41, DOI:10.1016/j.enbuild.2009.06.006, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.06.006>.