



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

Tesi di Dottorato in Energetica e Fisica Tecnica 27°Ciclo

Candidato
Angelo Albo
Mat. 791446

***Potenzialità e sviluppi dei sistemi di generazione distribuita nel
settore civile.
Analisi di producibilità su scala di laboratorio e su scala urbana***

Tutor Prof. Fabrizio Cumo

Docenti guida:

Prof. Livio de Santoli; Prof. Fabrizio Cumo

Sommario

1	Generazione distribuita e il ruolo della cogenerazione ai fini dell'efficientamento energetico in campo civile.....	- 2 -
1.1	Diffusione sul territorio della Generazione Distribuita di Energia Elettrica.....	- 2 -
1.2	Ruolo dei sistemi di tipo non programmabile nell'ambito della generazione distribuita di energia nel settore residenziale.....	- 9 -
1.3	Ruolo della Cogenerazione nell'ambito della generazione distribuita di energia nel settore residenziale.....	- 19 -
1.3.1	Diffusione della cogenerazione sul territorio nazionale.....	- 19 -
1.3.2	Tecnologie di micro-cogenerazione.....	- 25 -
2	Fonti energetiche per usi cogenerativi.....	- 30 -
2.1	Combustibili per la cogenerazione.....	- 30 -
2.2	Utilizzi integrati del Gas Naturale nel settore residenziale e terziario.....	- 34 -
2.3	Miscele idrometano.....	- 39 -
2.3.1	Generalità sugli utilizzi delle miscele di idrometano.....	- 39 -
2.3.2	Recupero di calore latente mediante miscela ad idrometano e relativo impatto ambientale.....	- 41 -
2.3.3	Sistemi localizzati di produzione di idrogeno rinnovabile ai fini della produzione di miscele di idrometano.....	- 46 -
3	Mercato del Gas naturale in Italia.....	50
3.1.1	Produzione e importazione di metano in Italia.....	50
3.1.2	Andamento consumi Gas naturale negli anni.....	51
3.1.3	Caratteristiche del mercato nazionale del gas naturale, tipologie di utenza tipi di contratti di fornitura.....	56
3.2	Confronto area euro.....	64
4	Mercato dell'energia elettrica.....	- 67 -
4.1	Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il mercato di maggior tutela.....	- 67 -
5	Inquadramento Normativo e Incentivante.....	- 70 -
5.1	Direttive europee, sviluppo normativo e della politica incentivante in Italia.....	- 70 -

5.2	Calcolo del PES e del numero di CB.....	- 71 -
6	Analisi sperimentale, ambientale ed economica di un micro-cogeneratore a condensazione	- 78 -
6.1	Premessa	- 78 -
6.2	Descrizione prototipo e apparato sperimentale	- 80 -
6.3	Misure preliminari.....	- 87 -
6.3.1	Alimentazione a metano	- 87 -
6.3.2	Alimentazione a idrometano.....	- 96 -
6.4	Analisi sperimentale intermedia	- 99 -
6.4.1	Approccio di lavoro	- 99 -
6.4.2	Analisi dei consumi e del rendimento di generazione elettrica.....	- 99 -
6.4.3	Analisi dell'efficienza di recupero termico con basse temperature del circuito di ritorno - 102 -	
6.5	Analisi sperimentale approfondita.....	- 106 -
6.5.1	Approccio di lavoro	- 106 -
6.5.2	Efficienza di recupero termico	- 106 -
6.5.3	Analisi dell'errore	- 123 -
6.6	Aspetto ambientale: stima teorica delle emissioni di CO ₂	- 127 -
7	Analisi tecnico-economica di sistemi di micro-generazione	- 133 -
7.1	Generalità.....	- 133 -
7.2	Analisi tecnico-economica di tipo parametrico	- 133 -
7.2.1	Utenza residenziale: modello energetico base (M1)	- 133 -
7.2.2	Analisi di sensitività parametrica di un sistema di micro-cogenerazione	- 137 -
7.2.3	Confronto tra un sistema il sistema di micro-cogenerazione e un equivalente impianto fotovoltaico a servizio dell'utenza residenziale	- 149 -
7.3	Analisi tecnico-economica di tipo dinamico	- 152 -
8	Conclusioni	- 161 -
	Bibliografia.....	- 163 -

Introduzione

Nel seguente elaborato, viene presentato il lavoro di ricerca svolto all'interno del corso di dottorato in Energetica e Fisica Tecnica. Le attività condotte hanno preso in esame le potenzialità dei sistemi di generazione distribuita di energia in campo civile, con particolare dettaglio per il settore residenziale.

In una prima fase del lavoro si è condotta un'analisi della diffusione dei diversi sistemi di generazione distribuita sul territorio nazionale, evidenziando l'andamento nel tempo della numerosità di tali installazioni e sottolineando quali tecnologie hanno avuto maggiore sviluppo. Nello specifico, si è investigato sia sui sistemi non programmabili, sia sui sistemi di tipo programmabile. Relativamente alla prima categoria, si è rivolta l'attenzione ai sistemi di micro-generazione elettrica di tipo solare ed eolica, individuando i possibili sviluppi e i limiti di tali soluzioni per applicazioni nel settore residenziale.

Successivamente, allo scopo di valutare le potenzialità di sistemi con una maggiore stabilità nella produzione e con un maggiore grado di compatibilità con gli andamenti dei fabbisogni residenziali, si è scelto di analizzare approfonditamente i sistemi di micro-cogenerazione. Nello specifico si è condotta una sperimentazione in scala di laboratorio su un prototipo di micro-cogeneratore a combustione interna. Il prototipo è stato testato in diverse condizioni di carico termico e con combustibili diversi. Relativamente alle diverse fonti energetiche, si è operata una sperimentazione sia a Gas Naturale (combustibile di progetto) sia mediante una miscela di Idrometano. Una simile sperimentazione ha permesso di evidenziare le potenzialità dell'Idrometano per applicazioni di generazione stazionaria di energia, di piccola scala. Allo scopo di valutare le potenzialità dei sistemi micro-cogenerativi, rispetto alle tecnologie a equivalenti (come caldaia a condensazione e impianti fotovoltaici), sono state realizzate due analisi tecnico-economiche di cui una parametrica e una di tipo dinamico. I risultati di tali analisi hanno permesso di individuare le condizioni climatiche, tecniche ed economiche necessarie a rendere le applicazioni di micro-cogenerazione concorrenziali rispetto a sistemi di generazione separata di tipo tradizionale.

1 Generazione distribuita e il ruolo della cogenerazione ai fini dell'efficientamento energetico in campo civile

1.1 Diffusione sul territorio della Generazione Distribuita di Energia Elettrica

L'approvvigionamento energetico e la generazione stessa di energia hanno subito dei profondi mutamenti nell'arco degli ultimi decenni. A valle della seconda guerra mondiale, sia in Italia sia nella restante parte del mondo occidentale, vi era la tendenza a localizzare la produzione e conversione di energia in pochi ma sostanziali impianti di grandi dimensioni. In questo ambito, trovarono spazio le tecnologie della conversione nucleare e delle centrali termoelettriche; alimentate, quest'ultime, prevalentemente da combustibili fossili. Un ruolo altrettanto importante, soprattutto in Italia lo assunsero gli impianti idroelettrici, risalgono, infatti, al secondo dopo guerra la realizzazione di alcuni dei più importanti impianti di produzione di energia elettrica dalla risorsa idrica. Da alcuni decenni, si sta diffondendo un nuovo concetto di produzione energetica, legato alla possibilità di generare localmente una quota parte del fabbisogno richiesto. Tali soluzioni non vanno a sostituire la tradizionale generazione centralizzata, la quale resta ad ogni modo lo zoccolo duro per quanto riguarda la produzione energetica di una nazione. La generazione distribuita di energia, concorre a compensare i fabbisogni energetici di alcuni contesti locali. In questo ambito, si sono diffuse e successivamente consolidate tecnologie di produzione locale di energia elettrica e termica, sia nel settore civile sia in quello industriale. Un sistema di generazione diffuso comporta, in primo luogo, una concentrazione dell'energia prodotta nel sito in cui è richiesta, con un conseguente abbattimento di perdite di trasferimento dal luogo di produzione al luogo di consumo. Questo aspetto è particolarmente vero nel caso della distribuzione di energia elettrica, dove la percentuale di perdite di rete non è trascurabile. La diffusione sul territorio di simili sistemi di generazione, è confermata anche dai dati statistici raccolti ed elaborati dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEG), nel documento "Monitoraggio dello Sviluppo degli Impianti di Generazione Distribuita per l'anno 2012" (1). Tale rapporto

evidenza come negli ultimi anni siano aumentati sul territorio nazionale, sistemi di generazione termica ed elettrica di tipo locale. Nello specifico, all'interno della generazione distribuita, viene condotta una suddivisione tra piccola generazione (PG) e micro generazione (MG), in accordo con il Decreto Legislativo n. 20/07. In base a tale distinzione, si intende come PG " un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW_e", mentre per MG si intende " impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità massima inferiore a 50 kW_e". In generale con il termine impianto di generazione diffusa (GD) la normativa intende "l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione". L'analisi statistica evidenzia come, per impianti con taglia elettrica fino a 10 MVA, dal 2004 al 2012 vi sia stato un progressivo aumento della produzione e della numerosità. In particolare il maggior incremento è stato dettato dai sistemi solari.

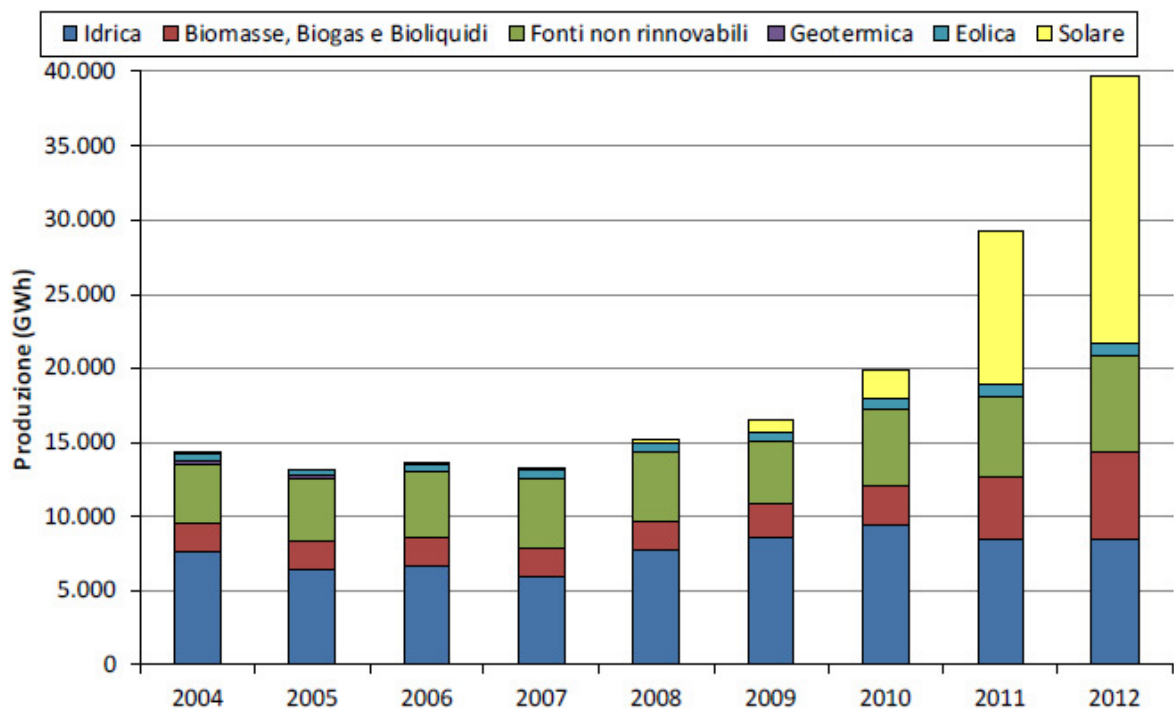


Figura 1. 1 Andamento della produzione dei sistemi di generazione distribuita con potenza minore di 10 MVA, (Fonte: Monitoraggio dello Sviluppo degli Impianti di Generazione Distribuita per l'anno 2012).

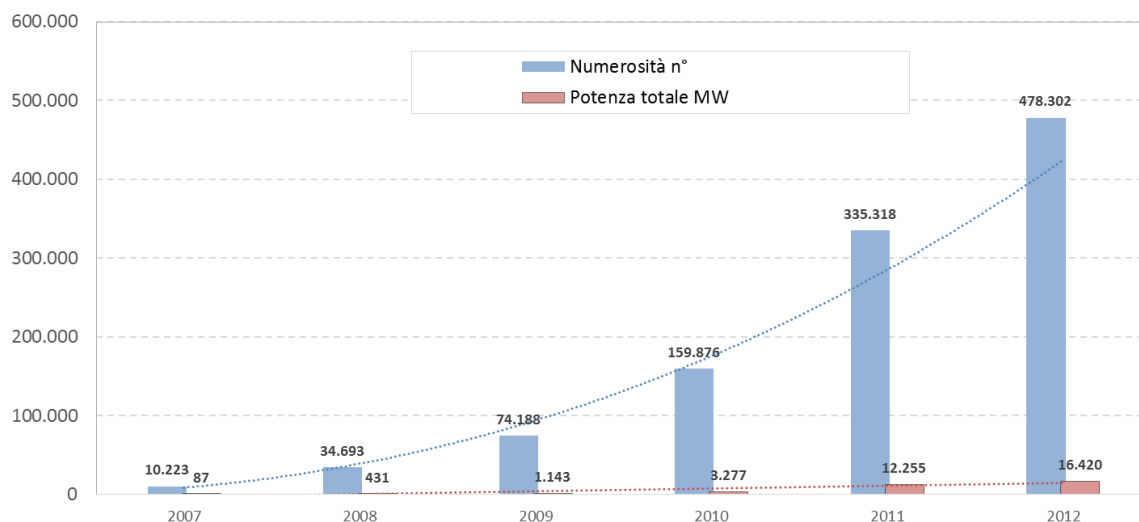


Figura 1. 2 Andamento della numerosità e della potenza totale installata dei sistemi di generazione distribuita con potenza minore di 10 MVA, (Fonte: Monitoraggio dello Sviluppo degli Impianti di Generazione Distribuita per l'anno 2012).

Risultati simili sono stati riscontrati nel caso di impianti definiti di piccola generazione (PG), come si evince dalle figure seguenti.

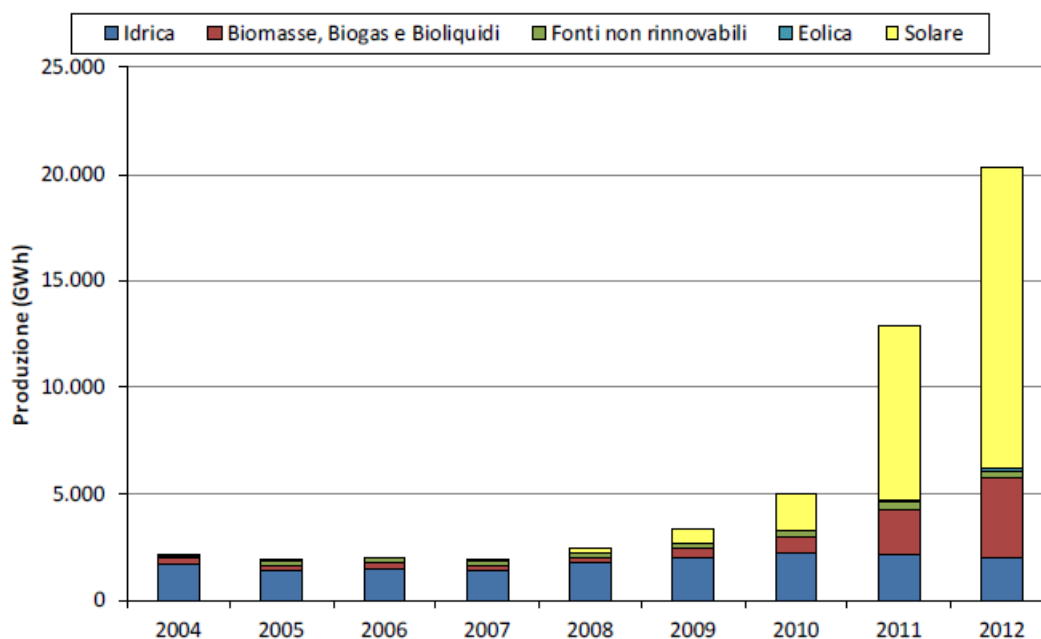


Figura 1. 3 Andamento della produzione dei sistemi di generazione distribuita con potenza minore di 1 MW, (Fonte: Monitoraggio dello Sviluppo degli Impianti di Generazione Distribuita per l'anno 2012).

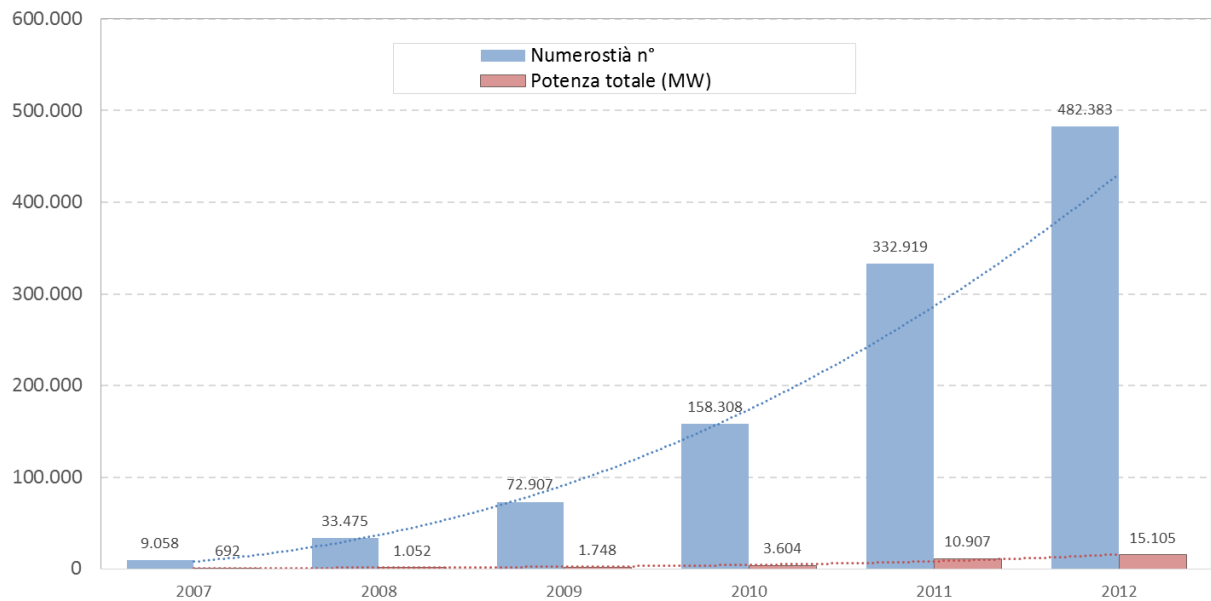


Figura 1. 4 Andamento della numerosità e della potenza totale installata dei sistemi di generazione distribuita con potenza minore di 1 MW, (Fonte Monitoraggio dello Sviluppo degli Impianti di Generazione Distribuita per l'anno 2012).

Nello specifico, l'aumento degli impianti non è stato seguito da un parallelo incremento di potenza totale installata, confermando il fatto che si è avuta una diffusione di impianti di ridotte dimensioni, soprattutto grazie al contributo del fotovoltaico.

Nello specifico si ha che per impianti con potenza nominale inferiore a 10 MVA, l'83,8% dell'energia elettrica prodotta è di origine rinnovabile. In questo settore, la fonte solare copre circa il 45,5%, per l'anno 2012. Relativamente all'utilizzo dell'energia elettrica prodotta, lo stesso documento evidenzia come all'interno di questa taglia di impianti, si ha una percentuale di autoconsumo molto variabile in funzione delle tecnologie osservate. Per le fonti rinnovabili, la maggior parte dell'energia elettrica prodotta è immessa in rete (87,9%), mentre gli impianti alimentati con fonti non rinnovabili si ha solo il 29,8% di immissione in rete. Tale differenza è dovuta principalmente dalla diversa logica di progettazione degli stessi impianti. Nel caso di impianti alimentati a energia rinnovabile, si è tentato di massimizzare la produzione di energia proveniente da una fonte gratuita, disponibile in determinate aree del territorio. Questo ha portato alla realizzazione di campi solari e parchi eolici di grandi dimensioni. Nello specifico dei sistemi fotovoltaici, si riporta di seguito la ripartizione percentuale tra l'energia auto consumata in loco e quella immessa in rete.

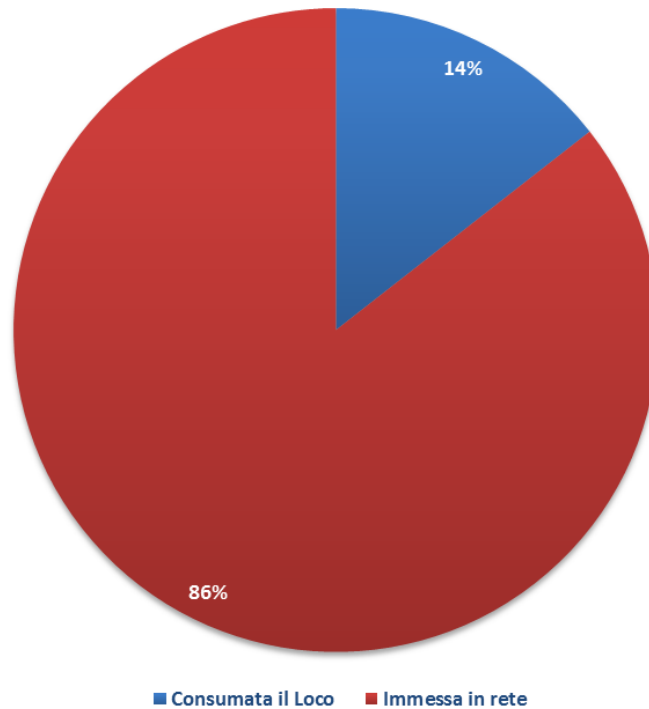


Figura 1. 5 Ripartizione tra energia auto consumata e immessa in rete per impianti FV con potenza fino a 10 MVA (Fonte Monitoraggio dello Sviluppo degli Impianti di Generazione Distribuita per l'anno 2012).

Nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, quali impianti termoelettrici anche in assetto cogenerativo, prevale la logica di realizzare l'impianto dove effettivamente serve l'energia elettrica, con una conseguente maggior percentuale di autoconsumo. Concentrando l'attenzione sui sistemi di generazione combinata di energia termica ed elettrica, all'interno della topologia di impianti definiti di Generazione distribuita (GD), si ha una prevalenza in termini numerosità dei motori a combustione interna. Nello specifico, circa 80 % di tali installazioni è rappresentato da sistemi cogenerativi con potenza nominale totale inferiore a 10 MVA. Una simile diffusione è dovuta principalmente alla stabilità e versatilità tecnologica.

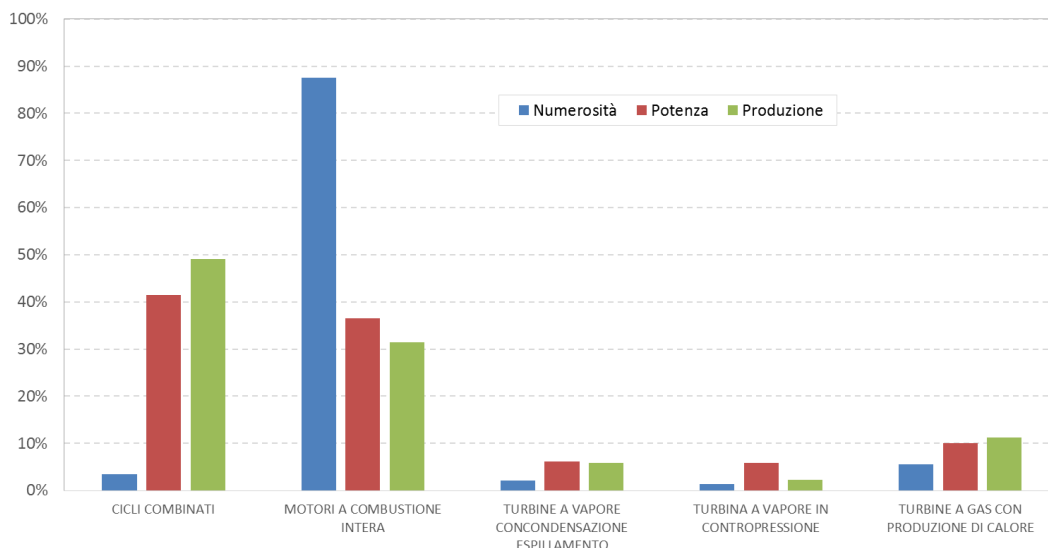


Figura 1. 6 Diffusione tecnologie cogenerative, per impianti con potenza nominale fino a 10 MVA (9)

Riducendo la taglia degli impianti osservati, nel caso di sistemi definiti di piccola generazione (PG), i dati statistici hanno evidenziato ancora dei risultati coerenti con quanto già trovato per impianti fino a 10 MVA. Nel dettaglio si è riscontrato come, nell'anno 2012, la produzione lorda di energia elettrica da PG è stata pari al circa il 51,2% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica con potenze minori di 10 MVA, per un quantitativo di energia prodotta uguale a 20.333 GWh. Analizzando le diverse fonti, si ha che il 98,3% dell'energia prodotta dagli impianti di PG è di origine rinnovabile, con un netto predominio della fonte solare, con una percentuale del 69,3% nell'anno 2012. Relativamente al consumo dell'energia, si evidenzia come anche in questo caso sia ha una prevalenza dell'immissione di energia elettrica in rete, rispetto all'autoconsumo. Questo aspetto è particolarmente accentuato per le energie rinnovabili, dove solo il 12,5% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco. Nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, si ha invece un predominio dell'autoconsumo (circa il 60%), in coerenza con quanto notato per impianti fino a 10 MVA. Nell'ambito delle tecnologie di produzione combinata di energia termica ed elettrica da fonti non rinnovabili, si ha una prevalenza assoluta dei motori a combustione interna.

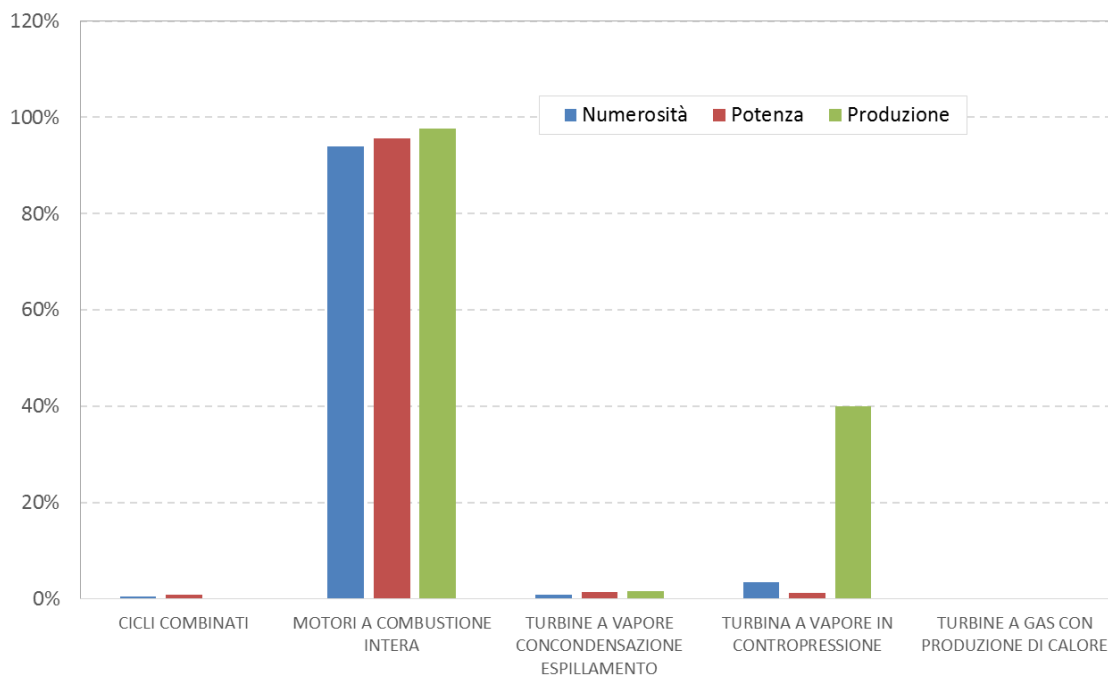


Figura 1. 7 Diffusione tecnologie cogenerative, per impianti con potenza nominale fino a 1 MW (9)

I dati fin qui analizzati evidenziano, in primo luogo come, la generazione distribuita tenda ad assumere un ruolo sempre più rilevante nel bilancio energetico nazionale. Gli impianti solari, assumo, grazie anche alla forte campagna di incentivazione, senza dubbio un ruolo principale nell'ambito della generazione diffusa. Questo aspetto è fortemente correlato anche alle caratteristiche climatiche del nostro paese. L'elevata densità di radiazione solare, permette una elevata producibilità degli impianti solari con un indubbio vantaggio economico ed energetico. Simili soluzioni sono state adottate sia per la produzione elettrica in senso stretto, ovvero realizzando centrali solari (campi solari a terra o su coperture industriali), sia per l'autoconsumo e il risparmio energetico in capo civile. Rispetto all'eolico, la tecnologia solare risulta essere più versatile e meno impattante. Inoltre soprattutto a piccola scala, garantisce una producibilità maggiore in un territorio simile a quello italiano, in cui soltanto pochi siti sono favorevoli ad installazioni eoliche. L'analisi condotta, ha evidenziato inoltre come per utilizzi di autoconsumo, sia in campo civile sia in campo industriale, vi è stata una diffusione di impianti combinati di produzione di energia (sistemi di cogenerazione). Simili sistemi, se ben dimensionati rispetto alle esigenze dell'utente, permettono di risparmiare energia primaria con un conseguente beneficio economico. In questo ambito, hanno trovato ampia diffusione i motori a combustione interna grazie alla stabilità tecnologica e alla versatilità di utilizzo. L'evoluzione tecnologia nel settore di generazione distribuita, permette allo stato attuale di poter scegliere in funzione delle reali esigenze dell'utente e alle risorse locali, la

soluzione impiantistica più idonea. In questo senso, sia le energie rinnovabili sia i sistemi di cogenerazione possono condurre ad una riduzione considerevole del fabbisogno di energia primaria. Questo aspetto è particolarmente sentito in tutti i settori della società, in particolare nel settore civile. Le stesse normative italiane ed europee inducono a ridurre il fabbisogno di energia del sistema edificio-impianto. In questa ottica, soluzioni impiantistiche efficienti possono dare un indispensabile contributo.

1.2 Ruolo dei sistemi di tipo non programmabile nell'ambito della generazione distribuita di energia nel settore residenziale

La necessità di ridurre il fabbisogno energetico dei diversi comparti produttivi della società, ha indotto la Comunità Europea e gli stati membri a promuovere un uso razionale dell'energia, sia attraverso interventi che mirino a ridurre i carichi termici ed elettrici delle utenze, sia attraverso la promozione di soluzioni impiantistiche di generazione diffusa mediante risorse rinnovabile. In questo ambito, si tende a compensare una quota parte dell'energia dell'utente mediante una risorsa rinnovabile a basso impatto ambientale. In questa ottica, le tecnologie solari hanno avuto un'importante diffusione sul territorio, sia nel settore industriale sia nel settore civile. Nello specifico del settore civile, tali soluzioni hanno subito una diffusione capillare nel territorio grazie anche al sostegno delle politiche incentivanti come il Conto Energia. Le soluzioni tecnologiche di tipo solare permettono di rendere sorgenti di energia gli edifici in cui sono situate le stesse utenze finali. In questa ottica un uso razionale delle superfici di copertura può permettere la realizzazione di micro sistemi di generazione distribuita (MG), specifici per le utenze finali. Nel settore residenziale, sono le stesse normative nazionali che prevedono l'installazione di impianti fotovoltaici e solari termici in nuove costruzioni al fine di ridurre il fabbisogno di energia primaria, con un conseguente incremento della classe energetica dell'immobile. In particolare, per le nuove costruzioni è prevista la produzione del 50 % di energia termica per l'acqua calda sanitaria (ACS) mediante fonte rinnovabile, mentre è prevista l'installazione di un micro sistema fotovoltaico da 1 kW per la produzione di energia elettrica. Su scala urbana, una diffusione capillare di tali tecnologie possono indurre senza dubbio all'abbattimento del fabbisogno locale di energia, con conseguenti benefici sia del sito sia dell'intera comunità. Nell'ottica di valutare le potenzialità offerte dalle soluzioni solari, su

scala urbana, è stata realizzata una analisi energetica in scala urbana attraverso la realizzazione di un Sistema Informativo Geografico (GIS) con taglio energetico. Lo scopo di un simile lavoro è stato quello di valutare su scala territoriale, le potenzialità offerte dai sistemi di generazione di tipo rinnovabile, ai fini della riduzione del fabbisogno di energia locale. L'innovazione di un simile studio è correlata alla possibilità di analizzare su ampia scala sia la distribuzione dei consumi energetici di un dato territorio, sia nella possibilità di individuare una ottimale gestione delle superfici utili da utilizzare per la produzione energetica rinnovabile. Tale lavoro è stato sviluppato all'interno del Centro Interdipartimentale CITERA in collaborazione con il dipartimento dell'Università di Svedese Royal Institute of Technology of Stockholm, all'interno del progetto di ricerca internazionale (SoURCE, il cui direttore della ricerca è stato il Prof. F. Cumo). Tale progetto è stato finalizzato alla valutazione di possibili soluzioni di efficientamento energetico nel campo civile, mediante sistemi di tipo passivo e di tipo attivo. Nello specifico, dei sistemi attivi, sono state valutate le potenzialità offerte da una generazione distribuita di energia termica ed elettrica, ottenuta mediante impianti solari termici e fotovoltaici a servizio di utenze civili. Nel dettaglio, la ricerca ha avuto un carattere fortemente applicativo, in quanto ha investigato sulle reali potenzialità delle energie rinnovabile per la riduzione dei consumi energetici delle due realtà locali di Trevignano Romano e di Sabaudia, situate nella provincia di Roma. Il progetto di ricerca, ha preso in esame inizialmente la stima dei consumi energetici reali delle due cittadine. A tale scopo si è applicata una metodologia sintetizzata dal seguente diagramma di flusso e ampiamente descritta in **SoURCE Towards Smart City (2)**, nel capitolo Energy Consumption. Un simile approccio ha permesso di caratterizzare dal punto di vista del fabbisogno energetico ogni singolo edificio, dei nuclei urbani oggetto della ricerca.

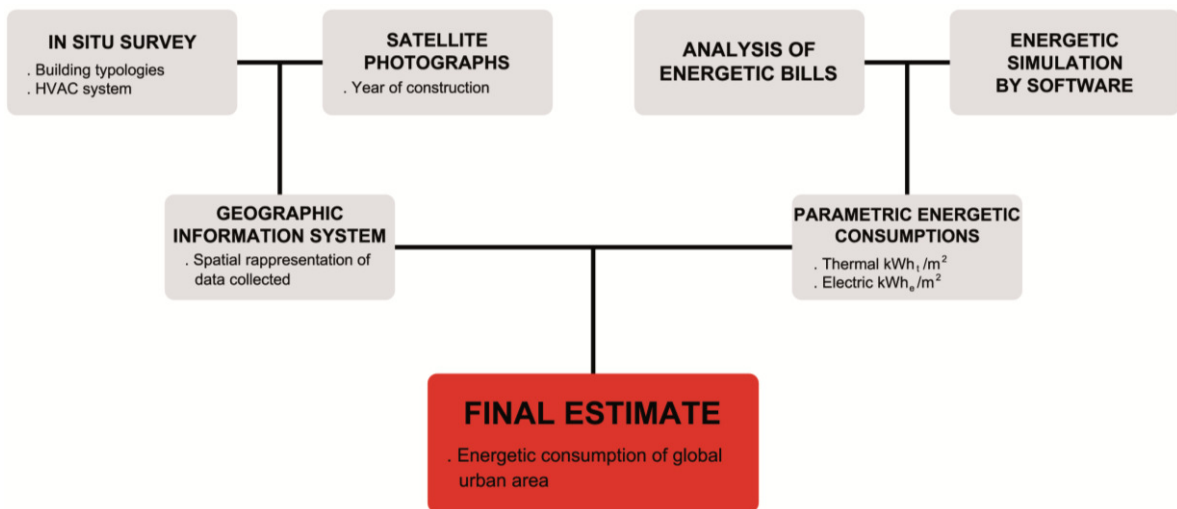


Figura 1. 8 Metodologia di calcolo dei consumi energetici per un nucleo urbano, nell'ambito della ricerca internazionale SoURCE (3)

Al fine di avere una visione di insieme del territorio e quindi ideare possibili interventi di gestione razionale dell'energia, l'algoritmo sopra descritto è stato implementato all'intero di un software GIS, in modo tale da realizzare un'analisi energetica di tipo spaziale dell'intera area osservata. Si riporta di seguito un estratto dei risultati dell'analisi dei consumi condotta.



Figura 1. 9 Estratto risultati dell'analisi energetica spaziale condotta su Trevignano Roma, nell'ambito del progetto SoURCE (3) Consumi termici degli edifici.



Figura 1. 10 Estratto risultati dell'analisi energetica spaziale condotta su Sabaudia , nell'ambito del progetto SoURCE (3) Consumi termici degli edifici.

A valle della fotografia energetica nelle condizioni attuali, la ricerca ha preso in esame i possibili interventi finalizzati all'abbattimento dei consumi, sia termici sia elettrici. In questa logica, per quanto riguarda i sistemi di produzione di energia localizzata, si è preso in esame le potenzialità del fotovoltaico, del solare termico e degli impianti biomasse. In questa ottica, si è condotta un'analisi sulla potenziale produzione energetica delle tre tipologie di impianti nel territorio in esame, successivamente, si è eseguito un bilancio tra i consumi energetici reali del nucleo urbano e la produzione ottenibile da sistemi di generazione distribuita posti in corrispondenza dei diversi edifici. Tale approccio è stato applicato sia al territorio di Trevignano Romano sia a quello di Sabaudia. Nello specifico, si è scelto di simulare l'installazione di impianti solari termici e fotovoltaici in coerenza con le superfici in copertura degli edifici effettivamente presenti. Al fine di caratterizzare ulteriormente il territorio, si è scelto di suddividere l'intera area analizzata di Celle Urbane ognuna delle quali comprendente edifici con caratteristiche simili in termini di posizione geografica e di tipologia costruttiva. L'intero processo è descritto in maniera approfondita all'interno di SoURCE Towards Smart City (4). Si riporta di seguito, un estratto del bilancio energetico ottenuto per il comune di Trevignano Romano.

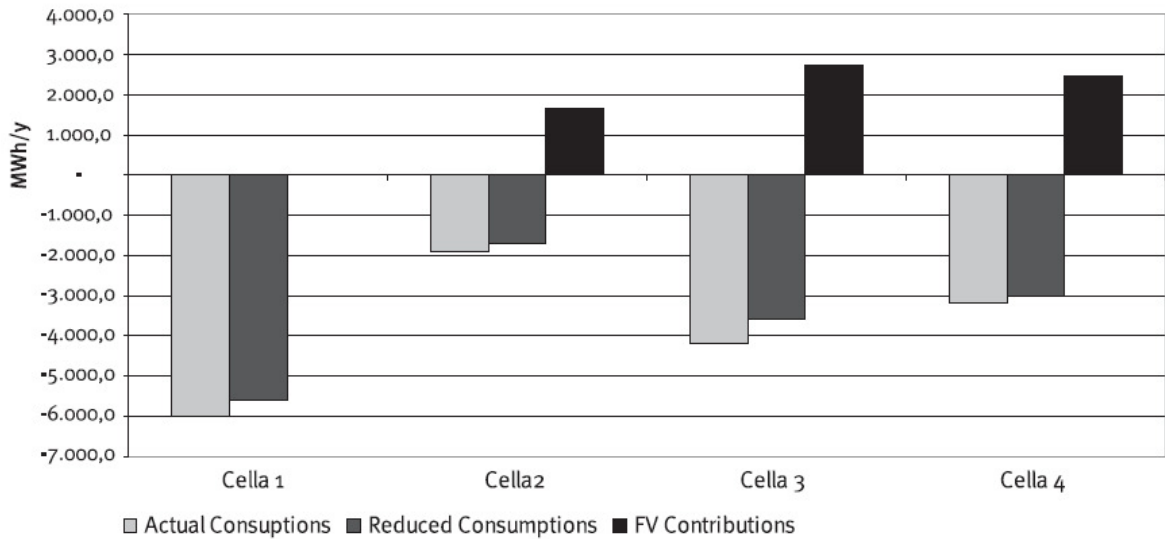


Figura 1. 11 Potenzialità della generazione distribuita da fotovoltaico ai fini della riduzione dei consumi elettrici. Analisi condotta per il territorio del comune di Trevignano nell'ambito del progetto SoURCE (4)

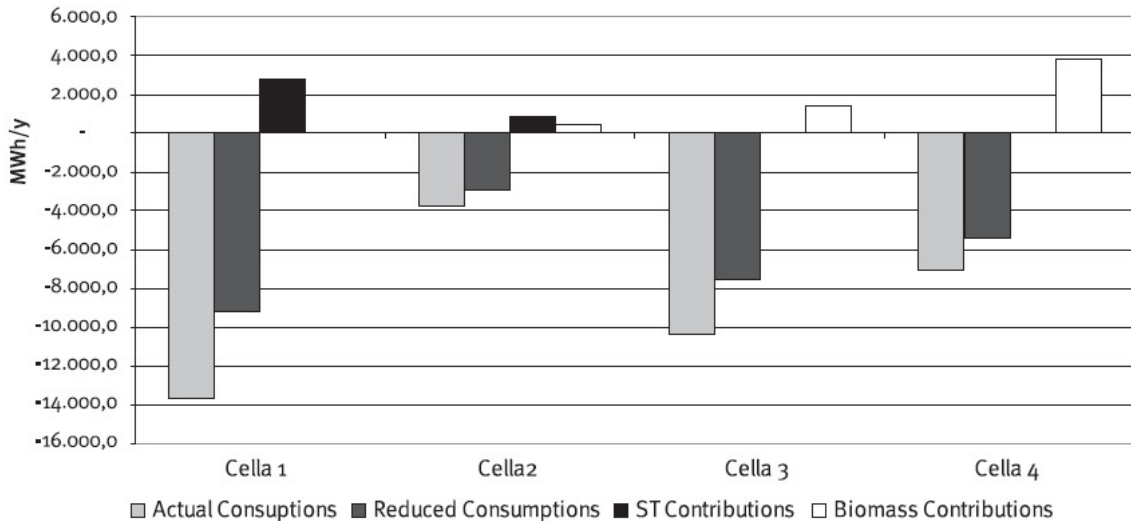


Figura 1. 12 Potenzialità della generazione distribuita da solare termico e biomassa ai fini della riduzione dei consumi termici. Analisi condotta per il territorio del comune di Trevignano nell'ambito del progetto SoURCE (4)

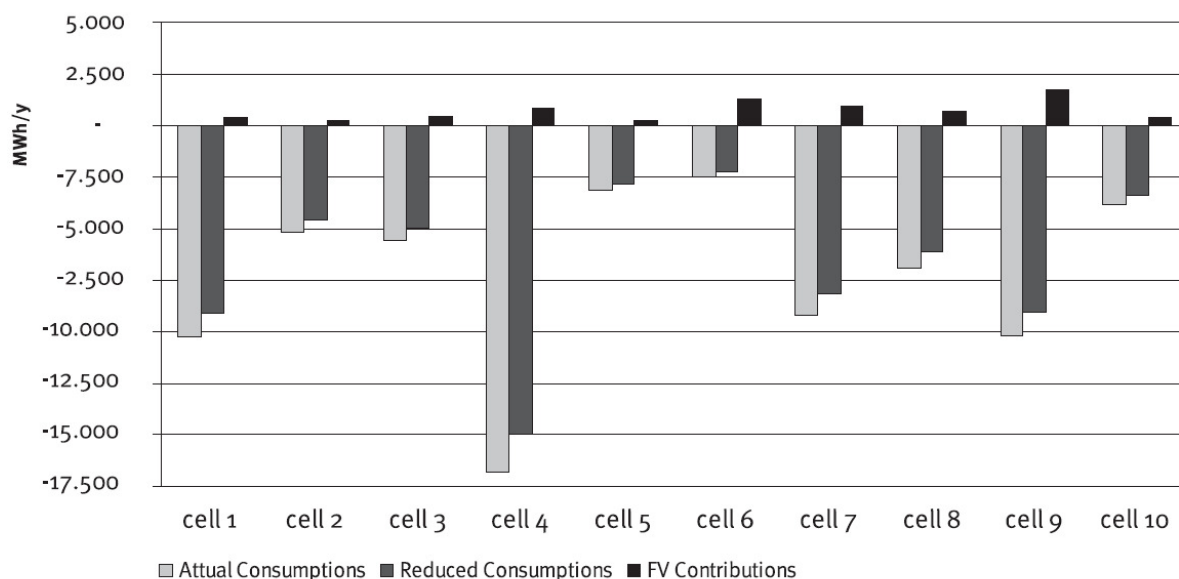


Figura 1. 13 Potenzialità della generazione distribuita da fotovoltaico ai fini della riduzione dei consumi elettrici. Analisi condotta per il territorio del comune di Sabaudia nell'ambito del progetto SoURCE (4)

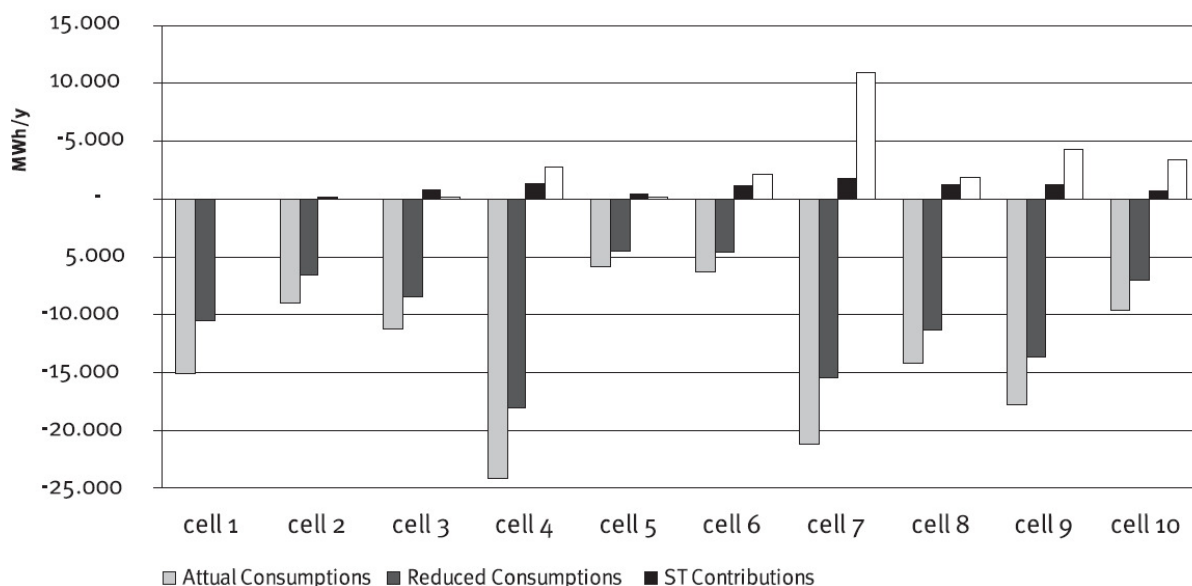


Figura 1. 14 Potenzialità della generazione distribuita da solare termico e biomassa ai fini della riduzione dei consumi termici. Analisi condotta per il territorio del comune di Sabaudia nell'ambito del progetto SoURCE (4)

Le immagini riportate evidenziano i consumi attuali stimati, quelli ridotti mediante interventi di efficientamento energetico dell'involucro ed impiantistico, la producibilità stimata degli impianti fotovoltaici, solari termici e a biomassa, in base alla disponibilità locale delle diverse risorse. I risultati ottenuti dalla ricerca evidenziano come sistemi di generazione distribuita, di piccola taglia possono efficacemente permettere una riduzione dei consumi energetici di nuclei urbani, sfruttando le potenzialità locali correlate alle energie rinnovabili.

In linea con la logica della generazione distribuita di tipo rinnovabile, il Centro CITERA in collaborazione con il MATTM e l'azienda COMET Srl, ha sviluppato un progetto di ricerca riguardante un impianto di micro-eolico ad alta efficienza. Il progetto ha preso in esame l'analisi di fattibilità tecnica di una pala eolica di piccola taglia dotata di un opportuno sistema di canalizzazione dell'aria al fine di ottenere un incremento della potenza elettrica in uscita.

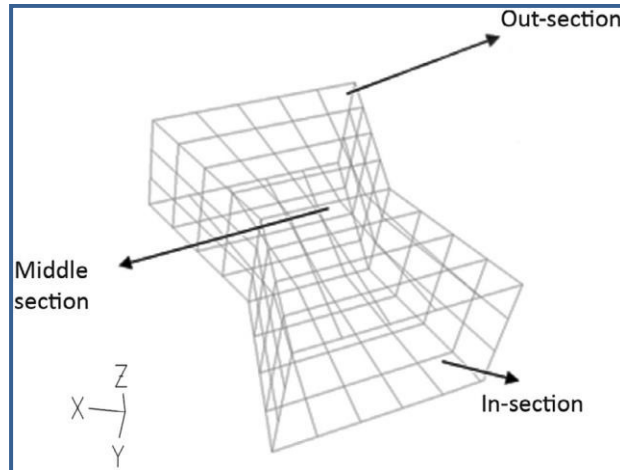


Figura 1. 15 Dettaglio di forma del Convergent Duct (5).

L'obiettivo centrale della ricerca è stato quello di valutare le potenzialità energetiche e compatibilità ambientali del prototipo per future applicazioni di generazione diffusa in aree protette. A tale scopo, inizialmente si è realizzato uno studio teorico finalizzato a valutare le potenzialità offerte dal canale convergente (Convergent Duct) posto esternamente. In questa sede, si è reso necessario condurre simulazioni fluidodinamiche al fine di valutare in maniera più possibile realistica, l'incremento di velocità dell'aria al ridosso del rotore indotto dal Convergent Duct. Le risultanze di tale analisi hanno evidenziato come una simile soluzione induca effetti benefici, in termini di incremento di velocità soprattutto nel caso di basse velocità del vento, come mostrato di seguito.

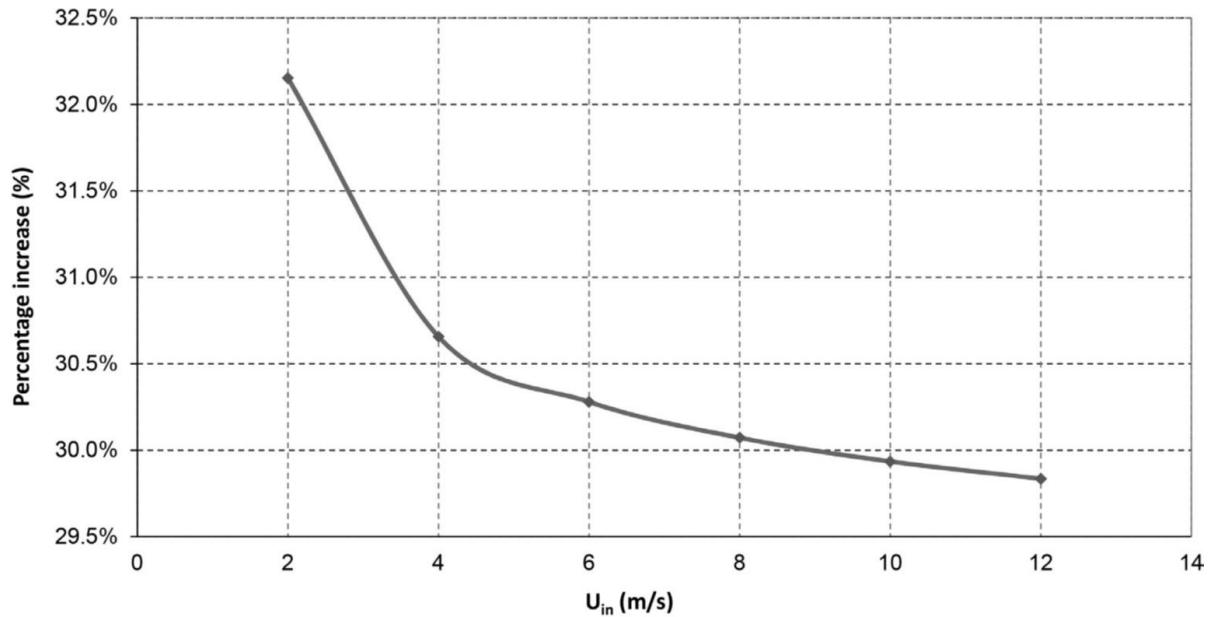


Figura 1. 16 Incremento percentuale della velocità dell'aria al ridosso del rotore in funzione della velocità del vento rilevata all'esterno del Convergent Duct (5).

La conferma delle risultanze teoriche ha richiesto delle misure sperimentali condotte in stretta collaborazione con la COMET Srl. La campagna di misure realizzate nell'arco di alcuni mesi di sperimentazione ha permesso di valutare con maggiore dettaglio le potenzialità energetiche del prototipo. Nello specifico, è stato possibile ricavare la curva di potenza del sistema micro-eolico in modo tale da poterla confrontare con quanto già presente in commercio. Si riporta di seguito una sintesi delle risultanze dell'analisi sperimentale. Le sperimentazioni evidenziano come rispetto ad un'equivalente micro-turbina eolica, il prototipo è in grado di fornire potenze sempre maggiori, in ogni condizione di lavoro. In particolare è proprio alle basse ventosità che tale sistema è in grado di garantire una maggiore potenza attiva.

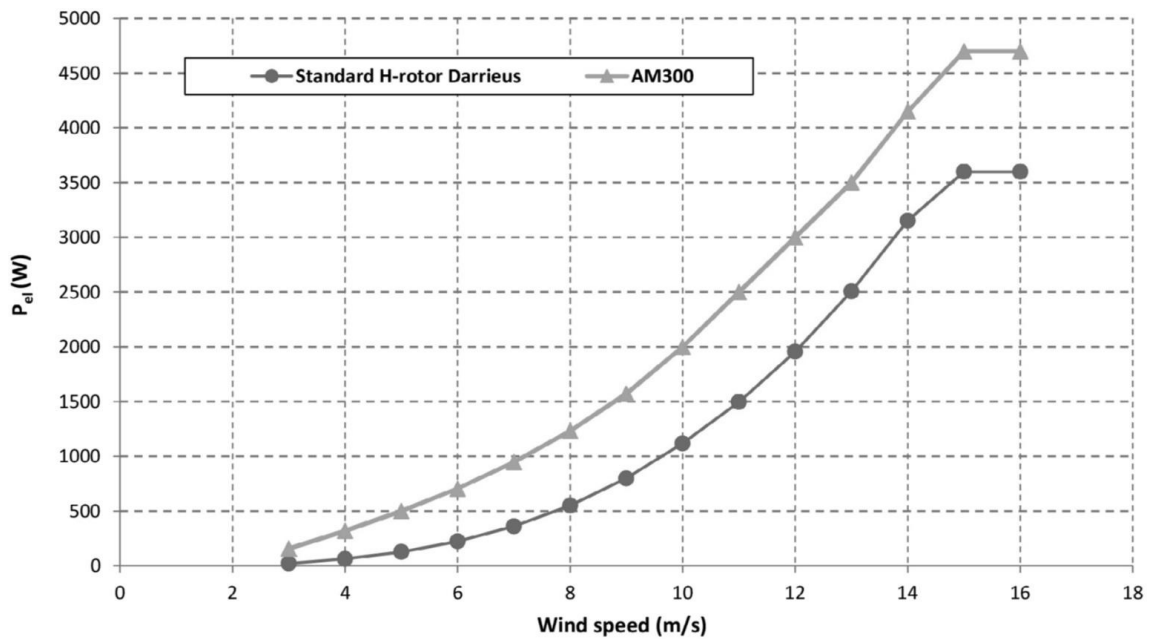


Figura 1. 17 Confronto tra le curve sperimentali del prototipo e di una turbina equivalente senza l'applicazione del Convergent Duct (5).

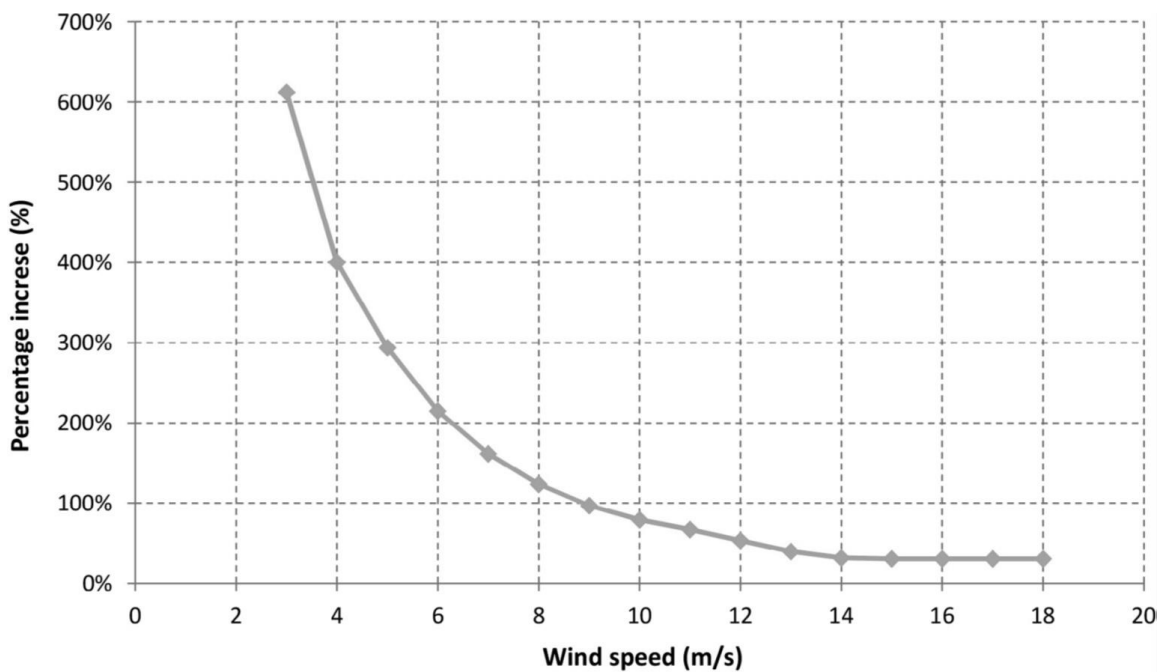


Figura 1. 18 Incremento percentuale della potenza, al variare della velocità del vento in sito (5).

Tali caratteristiche rendono il prototipo particolarmente adatto al suolo italiano, dove in linea generale vi è una bassa ventosità, soprattutto nelle zone urbane e peri-urbane. A conclusione dello studio, si è condotta una analisi energetico-ambientale finalizzata alla valutazione dell'energia effettivamente producibile di tale prototipo e della relativo quantitativo di CO₂

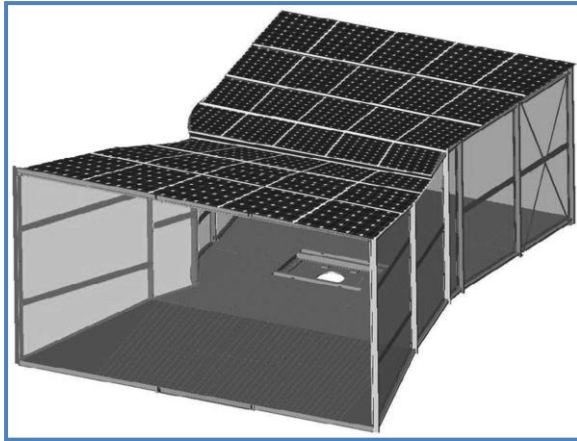


Figura 1. 19 Integrazione sistema micro eolico prototipale e impianto fotovoltaico (5).

evitate. A tale scopo il gruppo di ricerca ha ipotizzato l'installazione all'interno dell'area protetta dell'isola di Favignana. Le simulazioni sono state condotte considerando la ventosità locale nell'arco dell'intero anno. I risultati ottenuti mostrano come un simile prototipo, sia in grado di generare un quantitativo di energia elettrica idonea al fabbisogno elettrico di strutture residenziali con superfici dell'ordine dei 200 m². Nello specifico quello che emerge, è che con una potenza nominale di 3.7 kW, nel caso di un'installazione in un sito con ventosità media annua pari a 5 m/s e con una distribuzione di frequenza della ventosità comune a molti siti italiani, si ha una produzione media annua compresa tra i 5400 kWh e i 6832 kWh. I risultati della ricerca sono stati successivamente pubblicati sulla rivista internazionale Sustainable Energy Technologies and Assessments (5). La generazione di energia elettrica da fonti non programmabili risulta ad ogni modo fortemente correlata alle condizioni climatiche locali e stagionali. Questo aspetto è particolarmente rilevante per i sistemi eolici, i quali garantiscono una producibilità non trascurabile soltanto in siti specifici. Questo limite ha frenato la diffusione di tali soluzioni in campo residenziale, non è garantita una produzione annuale continua. I sistemi fotovoltaici, nonostante la non programmabilità e la variabilità giornaliera e stagionale, garantiscono in ogni caso una produzione sicuramente costante e coerente in termini di potenze erogate, con le esigenze sia civili sia industriali.

1.3 Ruolo della Cogenerazione nell'ambito della generazione distribuita di energia nel settore residenziale

1.3.1 Diffusione della cogenerazione sul territorio nazionale

La panoramica condotta riguardo alle potenzialità offerte da sistemi di generazione distribuita in ambito civile, ha evidenziato come una razionale gestione delle fonti energetiche rinnovabili locali, possa a tutti gli effetti concorrere ad una riduzione dei consumi di energia primaria. Dal punto di vista ambientale, si ha una conseguente riduzione delle emissioni di anidrite carbonica di tipo diretto e indiretto, correlate all'approvvigionamento energetico del settore. Nonostante tali potenzialità, i sistemi energetici analizzati in precedenza sono caratterizzati da una elevata non programmabilità e ad ogni modo fortemente condizionate dalle condizioni climatiche giornaliere e stagionali. Al fine di valutare sistemi di generazione dotati di un maggior grado di stabilità dal punto di vista della produzione, è risultato interessante valutare ulteriori tecnologie. In questo contesto, la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia termica ed elettrica, rappresenta dal punto di vista energetico una soluzione altrettanto concorrenziale rispetto alle tecnologie solari ed eoliche.

Un ruolo fondamentale nella riduzione di sprechi energetici, in particolare di energia primaria, è svolto in generale dai sistemi di conversione stessi. In questo contesto il recupero di energia dai sistemi di produzione, comporta inevitabilmente un beneficio sia energetico sia ambientale. In linea con tale concetto, i sistemi combinati di produzione di energia, contribuiscono a sfruttare in maniera razionale le fonti di energia primarie. La cogenerazione (CHP) trova in questo campo ampio spazio. Mediante tale soluzione tecnologica, si è in grado di utilizzare il contributo energetico di un'unica fonte di energia per la generazione contemporanea di calore ed elettricità, concentrati nel sito in cui effettivamente sono richieste. In accordo con le affermazioni precedenti, gli impianti CHP sono considerati allo stato attuale una valida alternativa ai sistemi di generazione tradizionali di energia, grazie al risparmio di energia primaria che essi garantiscono. Questo aspetto è fortemente sentito dalla comunità europea, la quale tende a promuovere i sistemi CHP già dal 2004, grazie alla Direttiva Europea 2004/8/EC (6). Al conseguente beneficio energetico, corrisponde inevitabilmente un beneficio ambientale in termini di emissioni di gas clima alteranti (GHG) (7) (8). Nel territorio

italiano, vi è stato negli ultimi 5 anni un incremento del numero di applicazioni cogenerative, grazie anche ai tentativi di incentivazione di sistemi di cogenerazione ad alto rendimento (CAR), come ampiamente descritto nei capitoli successivi. Lo stesso Ministero dello Sviluppo Economico, mediante il report Relazione Annuale sulla Cogenerazione in Italia, evidenzia l'evoluzione della diffusione dei sistemi CHP sul territorio (9). Nello specifico da quanto emerge vi è stato un aumento dal 2011 al 2012 di installazione di piccola taglia, con tecnologia dei motori endotermici. Relativamente all'anno 2012, si ha una predominanza in termini di numerosità, dei sistemi a combustione interna (M.C.I.), come si evince dalla figura seguente. In termini di potenza media installata, si hanno valori maggiori per i cicli combinati (C.C.) mentre i M.C.I. sono caratterizzati da potenze medie non superiori a 1 MW. Simili risultati evidenziano come, a causa delle caratteristiche tecnologiche vi è una netta distinzione per fasce di potenze tra le diverse soluzioni cogenerative. Nello specifico, mentre i Cicli Combinati rappresentano la soluzione tecnologica per applicazioni di grande potenza, i M.C.I. e le turbine a gas (T.G.) rappresentano la soluzione ideale per applicazioni di piccola e micro generazione (PG e MG).

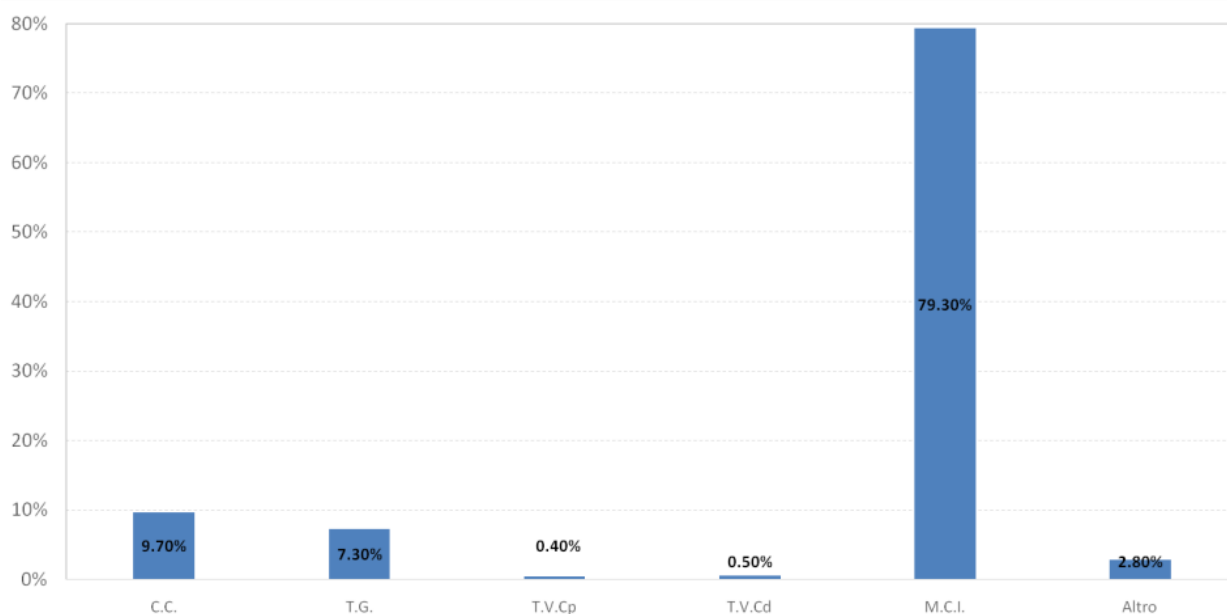


Figura 1. 20 Distribuzione delle tecnologie cogenerative in termini di numerosità.

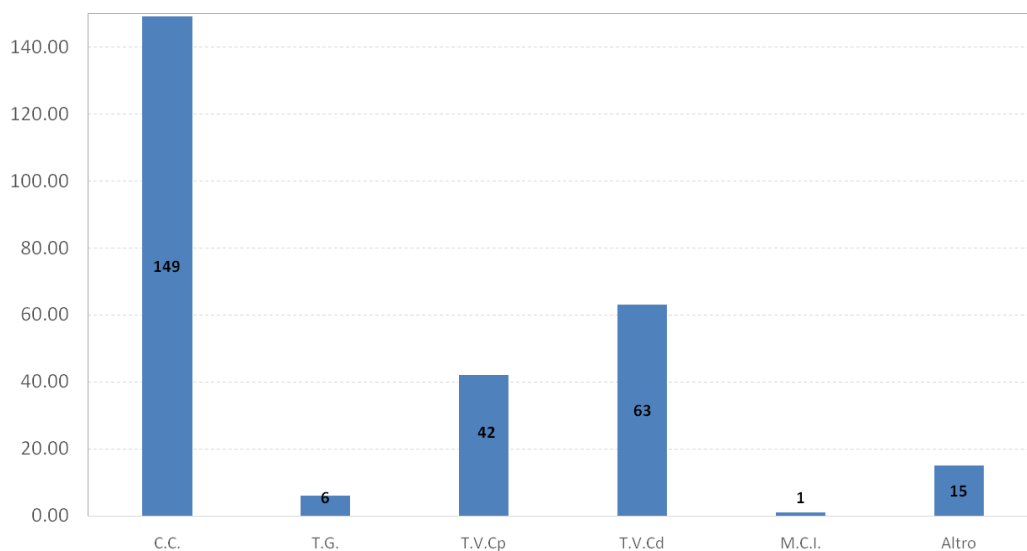


Figura 1. 21 Potenze medie installate delle diverse soluzioni di cogenerazione

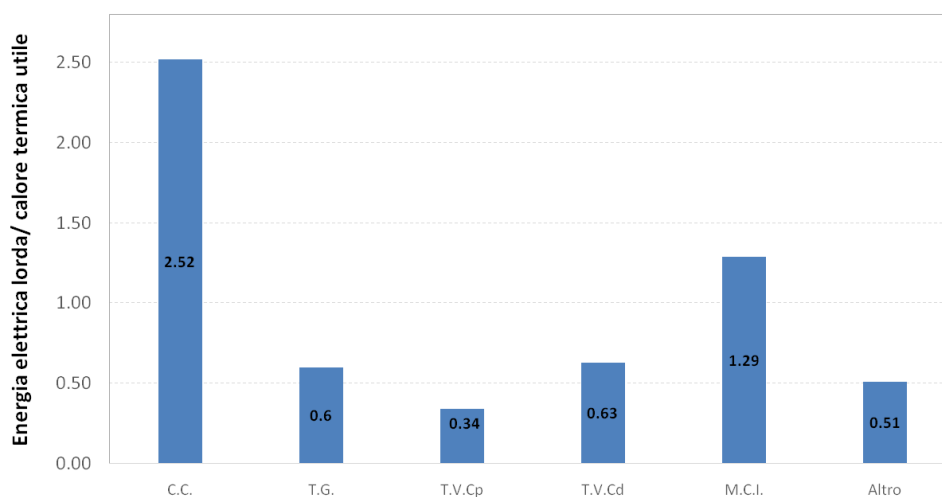


Figura 1. 22 Rapporto tra Energia elettrica lorda e calore utile per le diverse tecnologie cogenerative

Dai dati statistici riportati nel report, si evidenzia come i C.C. siano fortemente sbilanciati verso la produzione elettrica, seguiti dai M.C.I.. Si nota infatti come per entrambe le tecnologie, i rapporti tra energia elettrica prodotta e calore utile siano maggiori dell'unità. Tali affermazioni sono inoltre confermate dai risultati statici dedotti nel documento Relazione Annuale sulla Cogenerazione in Italia (9).

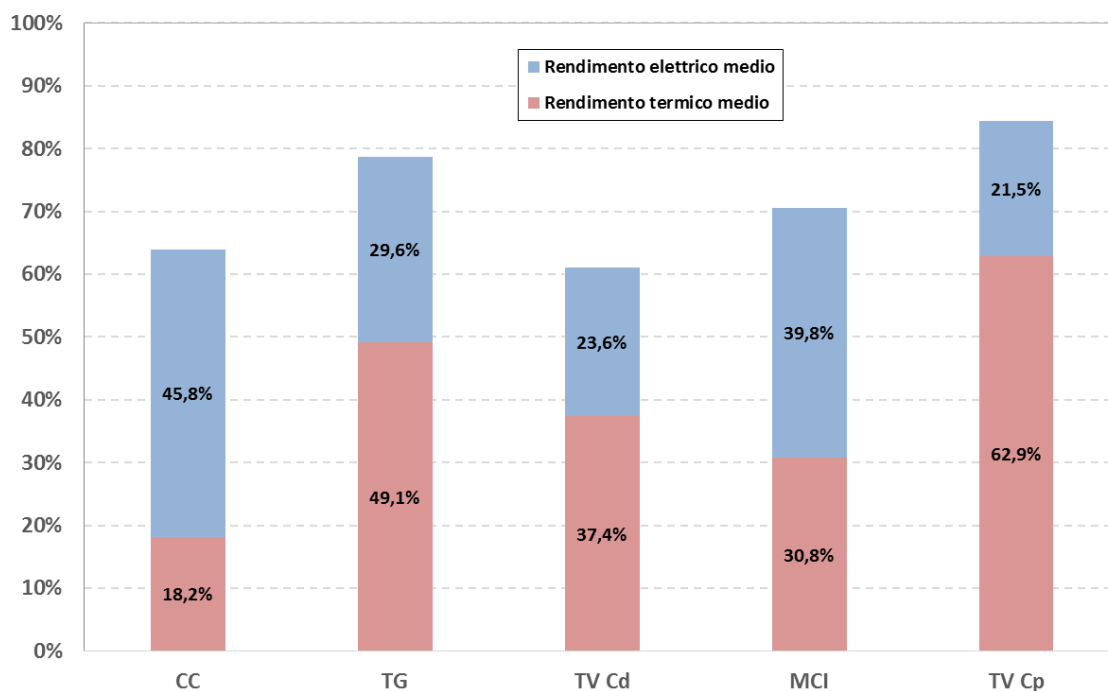


Figura 1. 23 Rendimenti termici ed elettrici medi per gli impianti di cogenerazione rilevati da indagini statiche (9).

Nello specifico, analizzando i rendimenti termici ed elettrici, si nota come i CC seguiti dai MCI siano le tecnologie maggiormente sbilanciate verso la produzione elettrica, rispetto alle restanti. Le Turbine a Vapore in Contro Pressione (TV Cp) sono invece le applicazioni cogenerative più sbilanciate verso la produzione termica. Analizzando i dati statistici dal punto di vista della distribuzione geografica, emerge come vi sia una maggiore diffusione dei sistemi cogenerativi nell'area Nord Italiana e nelle Isole. In particolare nell'area settentrionale del territorio, sia ha un maggiore numero di installazioni cogenerative, mentre nelle isole vi è la prevalenza delle maggiori taglie installate (9). Relativamente al risparmio di energia primaria, si riportano di seguito le percentuali di risparmio derivante dai sistemi cogenerativi attualmente censiti dal Ministero dello Sviluppo Economico.

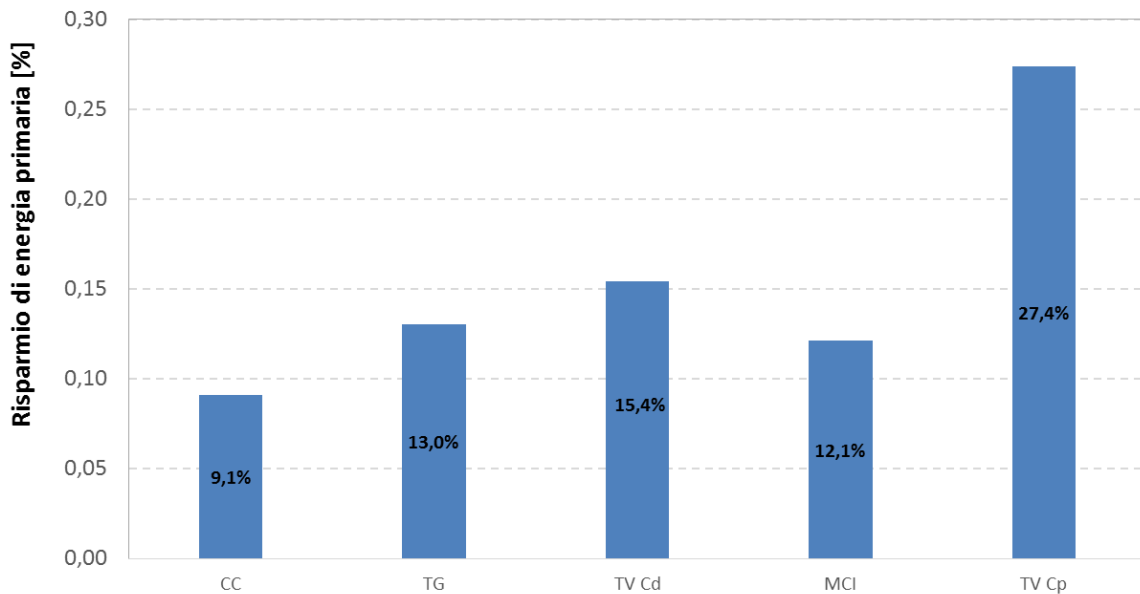


Figura 1. 24 Risparmio energia primaria indotto dai sistemi di cogenerazione censiti sul territorio nazionale (9).

Analizzando l'evoluzione della cogenerazione, è emerso come le prime applicazioni di CHP appartengono al settore industriale, dove a causa degli alti consumi energetici sono auspicabili sistemi di recupero e risparmio energetico. In questa ottica, sono stati successivamente sviluppati sistemi di tri-generazione, grazie ai quali oltre alla generazione contemporanea di elettricità e calore, è possibile utilizzare il calore recuperato per alimentare sistemi di refrigerazione ad assorbimento. Simili applicazioni sono state poi estese anche al settore residenziale. Ad ogni modo per parecchi anni, soprattutto in Italia, sia la cogenerazione sia la tri-generazione sono state applicate prevalentemente nel settore industriale. In conseguenza di ciò, le tecnologie sono state principalmente sviluppate su taglie elettriche e termiche dell'ordine dei MW. Negli ultimi decenni, il concetto di risparmio di energia primaria ha investito inevitabilmente anche il settore civile, in conseguenza di ciò i sistemi di CHP e tri-generazione trovano ampio spazio anche in questo settore (10). Il passaggio dal settore industriale a quello civile, ha richiesto una evoluzione dei prodotti finali delle case produttrici. In particolare, si è verificato un adeguamento delle taglie delle macchine alle esigenze delle utenze civili. La diffusione di tali soluzioni di generazione in campo civile risulta allo stato attuale, frenata da barriere di tipo economico e legislativo. In particolare, allo stato attuale i costi di investimento iniziale per un sistema CHP in campo residenziale, sono ancora poco concorrenziali rispetto a sistemi di generazione separata (10) e ai sistemi fotovoltaici. Parallelamente al momento, in Italia, non vi è un sistema incentivante forte da poter contribuire pesantemente alla promozione di tale soluzione impiantistica (8) al contrario di

quanto in realtà è avvenuto con il fotovoltaico. A valle di tale premessa, si può in ogni caso affermare che un approccio legislativo mirato alla promozione della CHP condurrebbe ad una diffusione maggiore di tale soluzione tecnologica, con conseguente maggior interesse da parte delle aziende produttrici a realizzare modelli di macchine adatti per il settore civile a costi contenuti. Un ulteriore ostacolo alla diffusione di tali soluzioni, è caratterizzata dalla maggior complessità impiantistica dei sistemi cogenerativi. Tuttavia tale difficoltà può essere superata ricorrendo a società predisposte a fornire un servizio di manutenzione continua dell'impianto (11). In questo caso, non sarà l'utente finale ad occuparsi della gestione del sistema impiantistico ma bensì le aziende specializzate che forniscono tale servizio. Da quanto emerge dallo stato dell'arte fin qui svolto, è evidente come la generazione combinata di energia termica ed elettrica rappresenta dal punto di vista energetico un interessante settore di sviluppo. In particolare, unitamente alla generazione elettrica fotovoltaica, rappresenta un valido strumento per promuovere il concetto di generazione diffusa di energia. Un simile approccio energetico, garantisce indubbi vantaggi legati principalmente alla possibilità di concentrare l'energia prodotta dove effettivamente serve, abbattendo in questo modo le perdite di rete (12) (13). All'intero del settore civile, il comparto residenziale risulta essere caratterizzato da un elevato consumo di energia, sia elettrica sia termica. Questo aspetto è sottolineato anche delle nuove strategie energetiche nazionali, le quali mirano a ridurre fortemente il consumo del comparto residenziale. In tal proposito si ricorda come già dal 1991, con la famosa Legge 10 e successivamente nel 2005 (14) (15), lo stato italiano contribuì alla riduzione dei consumi energetici fissando nuovi criteri da rispettare per la costruzione di nuovi edifici. In questa ottica, essendo in generale l'intero sistema edificio-impianto soggetto a nuovi criteri progettuali miranti a realizzare un sistema più efficiente, possono trovare ampio spazio i sistemi CHP essendo a tutti gli effetti una soluzione altamente efficiente per lo sfruttamento dell'energia primaria. Un maggior contributo dei CHP ai fini della riduzione di fabbisogno di energia primaria, può essere svolto soprattutto in edifici con elevati carichi termici ed elettrici, come gli edifici civili di vecchia generazione. In termini di potenza richieste, nel settore residenziale si è nel campo della micro cogenerazione (μ CHP) (16) .

1.3.2 Tecnologie di micro-cogenerazione

Nella letteratura scientifica, sono presenti numerosi lavori in cui è sottolineato come applicazioni di μ CHP, se ben dimensionate possano contribuire sensibilmente alla riduzione dei consumi energetici con conseguenti benefici economici ed ambientali (17) (18) (19) (20). In commercio sono presenti differenti tecnologie di μ CHP, ognuna delle quali con determinate caratteristiche e peculiarità (21). E' quindi evidente che la scelta dell'una o dell'altra tecnologia richiede un'analisi preliminare sia sulle reali esigenze dell'utente finale, sia sulle caratteristiche intrinseche della tecnologia. Entrando nello specifico, si riporta di seguito una descrizione delle principali proprietà delle tecnologie maggiormente utilizzate in questo ambito, evidenziandone i vantaggi e i limiti applicativi. Un sistema di micro cogenerazione abbastanza evoluto è caratterizzato dalle Micro Turbina a Gas (MGT), allo stato attuale tale tecnologia garantisce potenze elettriche mediamente superiori ai 30 kW con efficienze elettriche del 29%. Sono inoltre presenti in letteratura esempi di prototipi con potenze elettriche dell'ordine dei 3 kW ma con efficienze non oltre il 16 % (22). In base alle taglie ufficialmente in commercio è quindi possibile affermare che, allo stato attuale, tale soluzione è indicata per complessi residenziali di tipo condominiale o comunque costituiti da più utenze residenziali. Una soluzione con potenze elettriche più coerenti per applicazioni residenziali di piccola scala è costituita dai sistemi cogenerativi che sfruttano il Ciclo Rankine (MRC). In questo caso le taglie elettriche variano da 1 kW a 10 kW con relative potenze termiche comprese tra 8 kW e 44 kW. D'altro canto tali soluzioni possiedono un'efficienza elettrica non molto elevata, compresa tra il 6% e il 19% (23). Al momento della realizzazione di tale lavoro, quello che si è riscontrato, è che tale soluzione non è ancora completamente sviluppata e commercializzata. Una situazione simile è stata riscontrata anche per la tecnologia dei Motori Stirling (SE), in questo caso in letteratura sono state individuate taglie elettriche variabili tra 1 kW e i 9 kW e relative potenze termiche comprese tra i 5 kW e i 25 kW. L'efficienza elettrica, in questo caso varia dal 20% al 28% (19) (24). Una tecnologia più matura e con maggiori esempi di applicazione è risultata essere quella basata sui Motori a Combustione Interna (ICE). In questo caso sono presenti in commercio macchine con taglie molto variabili, in grado di adattarsi alle esigenze del settore residenziale. Si è riscontrato, infatti, come le taglie elettriche che si trovano ufficialmente in commercio variano da 1kW ai 20 kW, con efficienze elettriche variabili tra il 20 % e il 27%. Una categoria di cogeneratori separata è rappresentata dalle Fuel Cell le quali

si possono distinguere in PEM (Proton Exchange Membrane), MC (Molten Carbonate) e SOFC (Solide Oxide). Tali tecnologie possiedono un'alta produzione di energia elettrica a discapito del recupero termico. Allo stato attuale sono una tecnologia di frontiera rispetto alle categorie precedenti. In generale l'alto grado tecnologico rende tali soluzioni non sono sempre compatibili con gli usi di tipo residenziale. Entrando nello specifico, della tecnologia PEM si può affermare che i vantaggi di tale soluzione sono in primo luogo la possibilità di adattarsi alla variazione di carico elettrico richiesto dall'utente, inoltre sono caratterizzati da ridotti tempi di messa in funzione. In commercio sono presenti soluzioni che lavorano a bassa temperatura (<100 °C) e in condizioni atmosferiche (25). L'alto grado tecnologico, ha richiesto un intenso studio mirato ai materiali, al fine di massimizzare la durata e le performance (26) (27). Una simile tecnologia richiede in ogni caso un'elevata purezza dell'idrogeno, al fine di massimizzare i tempi di vita delle membrane. In letteratura sono presenti, esempi di PEM ad alta temperatura (>180 °C) in cui si è riscontrato una maggiore tolleranza nei confronti del Monossido di Carbonio (28). La tecnologia MC, con potenza massima entro 10 kW, permette una riduzione di emissioni di GHG rispetto alle altre tecnologie di Fuel Cell (29), ad ogni modo tale soluzione risente della variazioni di carico elettrico richiesto dal carico. Tale tecnologia, risulta limitata nella sua diffusione su larga scala a causa della riduzione del performance con l'aumento delle ore di lavoro (30) (31), (32). Un ulteriore tecnologia di Fuel Cell è rappresentata dalle SOFC, le quali possiedono importanti differenze rispetto alle precedenti, tali da renderle fortemente appetibili per applicazioni di tipo residenziale. In particolare, sono caratterizzate da un elevato rendimento elettrico. Una simile tecnologia, è in grado di adattarsi al carico richiesto con conseguente possibilità di parzializzazione della potenza elettrica generata. Dal punto di vista ambientale e della durata dei materiali non vengono utilizzati fluidi corrosivi (33). Tuttavia sono invece sensibili a continui cicli di accensione e spegnimento, con conseguente deterioramento dell'elettrolita solido e riduzione della vita utile. Riguardo al combustibile, l'analisi sullo stato dell'arte ha evidenziato come le SOFC possiedono una maggiore versatilità. Nello specifico, sono presenti in letteratura applicazioni particolari, in cui il combustibile non è H₂, ma bensì idrocarburi (34). In questo caso spesso l'idrocarburo tramite il processo di reforming viene convertito in H₂ (35) (36) (37) (38) (39). Nonostante le potenzialità della tecnologia SOFC al momento dal punto di vista della commercializzazione su larga scala, il costo dell'investimento iniziale non risulta essere concorrenziale con quelli della tecnologia ICE (40) (700 W elettrici richiedono circa 21,140 €).

A valle dell'analisi dello stato dell'arte, si può dedurre che allo stato attuale la tecnologia maggiormente consolidata in campo micro-cogenerativo è quella relativa a ICE. La maturità della tecnologia e la stabilità di funzionamento, unitamente a costi concorrenziali rispetto alle altre soluzioni, ne fanno senza dubbio una delle tecnologie più promettente nell'ottica di una diffusione in ambito residenziale. Ad ogni modo in generale, i sistemi di cogenerazione soprattutto in Italia sono fortemente frenati dall'aspetto economico dell'investimento iniziale. Al fine di una futura diffusione di tali soluzioni di generazione distribuita risulta quindi indispensabile una maggiore attenzione da parte delle istituzioni al fine di creare un reale sostegno alla tecnologica (41) . Focalizzando l'attenzione sulla tecnologia ICE, si riportano di seguito una sintesi di alcune tecnologie ampiamente commercializzate nell'ambito della μ CHP.

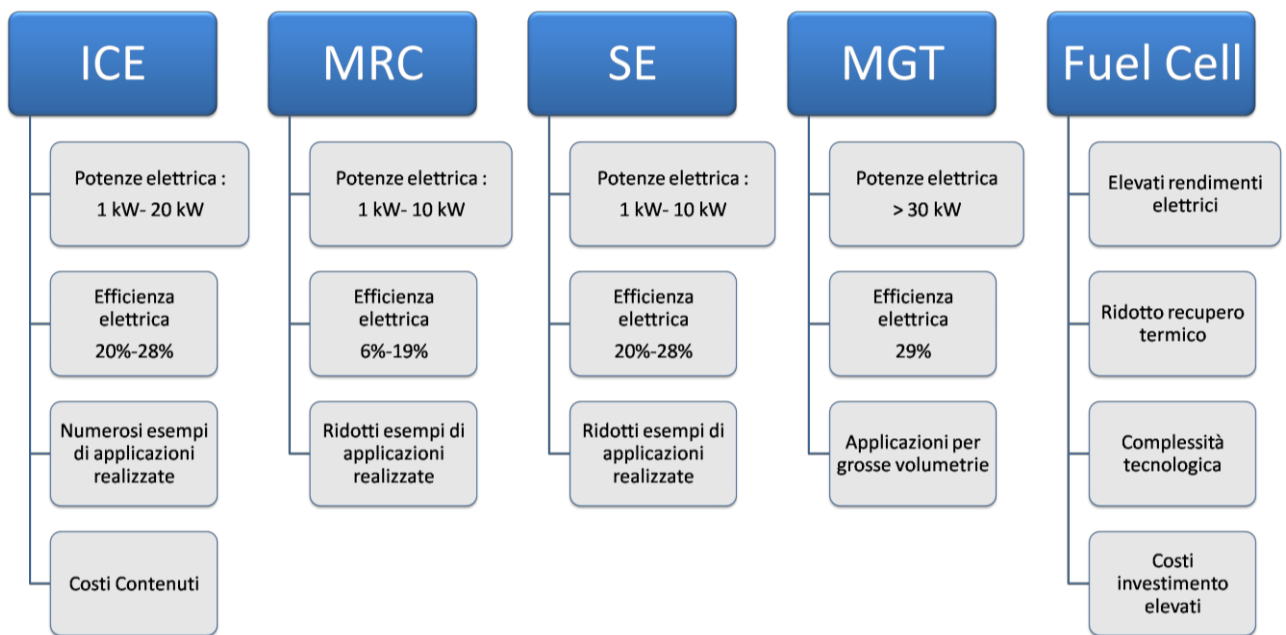


Figura 1. 25 Schema riassuntivo delle tecnologie per la micro-cogenerazione.

Tabella 1. 1 Esempi di tipologie commercializzate per motori a combustione interna , per applicazioni micro-cogenerative

Model	Type	P_{el} [kW]	P_{th} [kW]	Electrical Efficiency [%]	Heat Recovery Efficiency [%]
Honda MCHP 1.0	No Condenser	1.0	3.3	20.0	65.0
Dachs Senertec	No Condenser	5.5	12.5	27.0	61.0
Dachs Senertec	Condenser	5.5	14.8	27.0	72.0
Dachs Senertec	No Condenser Low NO _x	5.0	12.3	26.0	63.0
Dachs Senertec	Condenser Low NO _x	5.0	14.6	26.0	74.0
Toyota Aisin	No Condenser	6.0	11.7	26.0	58.0
Volkswagen Eco Blue	No Condenser	19.2	> 36.1	32.9	> 61.8

2 Fonti energetiche per usi cogenerativi

2.1 Combustibili per la cogenerazione

Il combustibile da utilizzare all'interno di un sistema di generazione locale di energia, risulta uno degli aspetti fondamentali ai fini della fattibilità tecnica ed economica dell'intero impianto. Nel dettaglio il combustibile scelto deve avere delle caratteristiche fondamentali che lo rendano appetibile rispetto ai diretti concorrenti. Entrando nello specifico della generazione stazionaria di energia, è indispensabile che la fonte energetica scelta abbia le seguenti caratteristiche:

- ✓ essere disponibili in quantità tale da garantire in ogni momento fabbisogno energetico richiesto;
- ✓ essere facilmente stoccabile garantendo un elevato standard di sicurezza;
- ✓ possedere un potere calorifico sufficientemente alto in funzione del tipo di utilizzo previsto;

Queste prime caratteristiche riguardano in generale la composizione chimico-fisica del combustibile stesso. Dal punto di vista economico, è indispensabile che il combustibile sia caratterizzato da un costo di approvvigionamento concorrenziale. Questo aspetto risulta di assoluta rilevanza nei confronti della fattibilità tecnica ed economica del sistema di generazione, in cui esso andrà impiegato. In molti casi, nonostante dal punto di vista strettamente energetico, un combustibile sia da preferire ad un altro, se il costo di approvvigionamento risulta eccessivamente elevato rispetto, ne consegue una eccessiva spesa di gestione dell'impianto e quindi un ridotto risparmio economico. Simili valutazioni sono indispensabili nel momento in cui si va scegliere la tecnologia cogenerativa e quindi il relativo combustibile. Un ulteriore aspetto altrettanto importante e che riveste sempre di più un ruolo fondamentale, è il risvolto ambientale che ne consegue dall'utilizzo di un combustibile piuttosto che un altro. Negli ultimi decenni la Comunità Europea e di conseguenza gli stessi stati membri, sono particolarmente attenti alla promozione di combustibili con un ridotto impatto ambientale, in particolare caratterizzati da ridotte emissioni di gas clima alteranti (GHG). In questa ottica alcuni combustibili, come il Gas Naturale possono concorrere ad una effettiva riduzione di gas serra. La sua specifica configurazione chimica, garantisce un quantitativo di CO₂ per MJ di energia di combustibile

tra i più bassi tra i principali combustibili utilizzati in ambito civile. Entrando nello specifico, si possono distinguere essenzialmente i combustibili riportati di seguito.

Tabella 2. 1 Combustibili maggiormente diffusi per applicazioni civili (42)

Tipologie di combustibile	Denominazione	PCI (MJ/kg)
Solido	Legna secca	18÷20
	Lignite	20.5
	Litantrace	26
	Antracite	30.5
	Coke	30.2
	RSU	Variabile in funzione delle composizione
Liquido	Benzina	44
	Gasolio	43.3
	Olio denso	41.1
Gassoso	Gas Naturale	47.7
	GPL	46
	Butano	45.7

Nell'ambito della realizzazione di sistemi di generazione diffusa, ad ogni modo, non tutti i combustibili rispecchiano i requisiti sopra menzionati. Nello specifico dei combustibili solidi, la legna secca in ambito nazionale risulta essere di sicuro quella caratterizzata da una maggiore diffusione sul territorio, nelle zone agricole. Nonostante la sua maggiore diffusione rispetto alle altre risorse solide, non vi sono al momento in Italia delle filiere in grado di garantire un approvvigionamento continuo e capillare di tale risorsa. Allo stato attuale quindi, nell'ottica di una diffusione capillare di sistemi di cogenerazione a biomassa legnosa, risulta localizzata in realtà circoscritte. Dal punto di vista tecnologico simili applicazioni sono prevalentemente realizzate presso attività non direttamente correlate al comparto residenziale. Il vantaggio di una simile tecnologia, è indubbio per tutte quelle realtà dove è presente uno scarto legnoso, a costo zero o comunque ridotto, come piccole attività industriali del legno e in aziende agricole.

I combustibili liquidi rappresentano sicuramente delle risorse energeticamente valide, grazie ai loro elevati poteri calorifici (P.C.I.) e alla loro ampia diffusione sul territorio, garantita dalla possibilità di un facile trasporto su gomma. Ad ogni modo, tali soluzioni richiedono un sistema

di stoccaggio dedicato nei pressi dell'utente finale. Da punto di vista strettamente tecnico questo aspetto comporta un'indubbia complicazione a causa sei requisiti di sicurezza antincendio che tali sistemi di stoccaggio devono garantire. Inoltre l'ingombro del sistema di stoccaggio ne impedisce una diffusione capillare nel tessuto urbano, limitando la realizzazione di tali impianti in realtà localizzate. In aggiunta a questi aspetti di natura prettamente tecnica, vi è la penalizzazione derivante dal maggior quantitativo di CO₂ emessa per ogni m³ di combustibile bruciato.

Analizzando la tabella riportata, si nota come in termini di emissioni di CO₂, il Gas Naturale abbia il minor fattore di emissione (FE). In aggiunta notando il potere calorifico dei diversi combustibili è evidente che sia il Gas Naturale (NG) sia il GPL assumano un ruolo dominante. Ad ogni modo il GPL risulta avere un valore del FE maggiore. Considerando il sistema di distribuzione dei due combustibili gassosi, si deve sottolineare che allo stato attuale in Italia il NG risulta diffuso in maniera capillare grazie alla rete di distribuzione. Questo aspetto è fondamentale nell'ottica di garantire un'alimentazione continua dei sistemi di cogenerazione, con una riduzione della complessità impiantistica e al non necessita di volumi di stoccaggio posti nei pressi dell'utente finale.

Tabella 2. 2 Fattori di emissione dei combustibili fossili (43).

	FE t CO ₂ /t	Potere cal. TJ/t	FE t CO ₂ /TJ	Densità t/m ³	FE t CO ₂ /m ³
Benzina¹	3,15	0,0426	73,8	0,737	2,32
Diesel¹	3,15	0,0430	73,3	0,830	2,62
Cherosene¹	3,14	0,0432	72,8	0,799	2,51
Olio da riscaldamento extra-leggero¹	3,16	0,0429	73,7	0,839	2,65
Olio pesante²	3,17	0,0412	77,0	0,960	3,04
Gas naturale³	2,61	0,0465	56,1	0,00079*	0,002
Gas liquido (GPL)^{3,4}	3,01	0,0460	65,5	0,540 ⁺	1,63
Coke petrolifero³	2,90	0,0318	91,4		
Carbone³	2,36	0,0255	92,7		
Lignite³	2,26	0,0236	96,1		

¹ Composizione del gas liquido (GPL): 50 % propano, 50 % butano

* Densità del gas a 0 °C, 1 bar; www.dguv.de/ifa

+ Densità del gas liquido

Alla luce di quanto sopra esposto, si può concludere che sia dal punto di vista strettamente energetico sia da punto di vista ambientale, il NG rappresenta una valida alternativa rispetto ai combustibili fossili per applicazioni di generazione distribuita di energia. Analizzando la diffusione dei combustibili per uso cogenerativo, si è riscontrato come effettivamente il NG, rappresenta il combustibile caratterizzato da una diffusione maggiore.

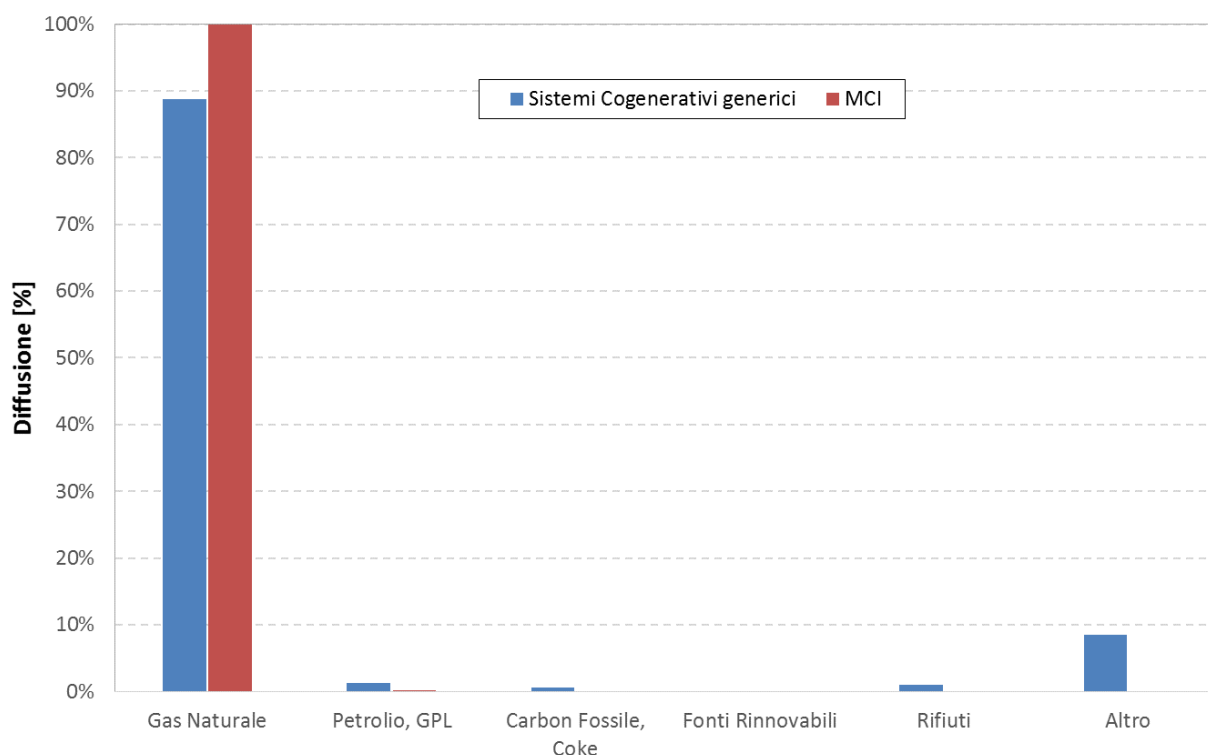


Figura 2. 1 Percentuale di diffusione delle fonti energetiche in campo cogenerativo, dettaglio per utilizzi in sistemi cogenerativi MCI (Motori a Combustione Interna) (9)

Dal punto di vista tecnologico, allo stato attuale sono presenti sul mercato modelli di cogeneratori di piccola taglia ($P_{el} = 5\text{--}8$ kW) alimentati a N.G. che risultano compatibili con applicazioni residenziali di ridotte volumetrie. Tali macchine si basano sul ciclo termodinamico Otto, ovvero su una tecnologia con affidabilità particolarmente elevata, grazie alle numerose applicazioni nell'ambito dell'autotrazione e della generazione stazionaria di energia di taglia medio-grande. Tali aspetti tecnologici, unitamente alle peculiarità energetico ambientali del Gas Naturale, rendono tale combustibile una fonte energetica adatta per usi di micro-cogenerazione in campo residenziale.

2.2 Utilizzi integrati del Gas Naturale nel settore residenziale e terziario

Il gas naturale rappresenta, oltre ad una fonte energetica valida per la generazione stazionaria di energia, una valida alternativa per l'azionamento di alcuni elettrodomestici normalmente alimentati mediante energia elettrica. Un simile utilizzo di tale fonte di energia primaria è diffuso allo stato attuale in Europa e in particolare negli Stati Uniti. In questi contesti, grazie al minor costo del Gas Naturale, sono presenti sul mercato elettrodomestici per utilizzo in ambienti interni ed esterni, come quelli elencati di seguito, azionati mediante alimentazione a NG o GPL. Simili utilizzi del G.N. possono permettere, nei casi in cui il costo del NG e GPL risultino concorrenziali, un abbattimento dei consumi elettrici del comparto residenziale. Contestualmente a tale passaggio tecnologico, l'utilizzo di sistemi di generazione combinata di energia, alimentati a NG, condurrebbe alla realizzazione di mini-distretti energetici in cui mediante una principale fonte energetica (NG) si può potenzialmente coprire una quota parte dei fabbisogni di energia primaria dell'utenza. Le uniche richieste di energia elettrica sarebbero correlate alla sola illuminazione e ad apparecchi con basso assorbimento elettrico (televisioni, pc e simili). La corretta scelta della taglia del CHP permetterebbe in ogni caso di compensare tale fabbisogno di energia elettrica. Un simile approccio, a ogni modo è fortemente influenzato dal mercato energetico interno della nazione. In conseguenza di ciò le prospettive di cui si fa riferimento in questa sede sono da considerarsi possibili sviluppi futuri. Riguardo alla sicurezza di tali soluzioni tecnologiche, grazie all'esperienza maturata nel campo della sicurezza impiantistica, sono presenti sul mercato soluzioni tecniche altamente performanti che garantiscono un controllo in tempo reale dei consumi di gas naturale e un'alimentazione dei singoli elettrodomestici in assoluta sicurezza.

Tabella 2. 3 Possibili applicazioni alternative del gas naturale in ambito residenziale ai fini dell'efficienza energetica (44) (45)

APPARECCHIATURE PER USI RESIDENZIALI ALIMENTATE A GAS O GPL	
	RISCALDA GLI AMBIENTI ESTERNI
	RISCALDAMENTO PISCINE
	POMPAGGIO DELL'ACQUA

Tabella 2. 4 Possibili applicazioni alternative del gas naturale in ambito residenziale ai fini dell'efficienza energetica (44) (45), applicazione per ambienti interni.

APPARECCHIATURE PER USI RESIDENZIALI ALIMENTATE A GAS O GPL	
	RISCALDARE GLI AMBIENTI INTERNI

APPARECCHIATURE PER USI RESIDENZIALI ALIMENTATE A GAS O GPL	
	REFRIGERARE
	PIANI COTTURA DA INTERNI
	ASCIUGATRICI

Si riporta di seguito una delle soluzioni più performanti individuate durante la realizzazione dello stato dell'arte condotto in questo ambito.



Figura 2. 2 Sistema di alimentazione plug&play di elettrodomestici azionati a gas naturale o GPL. (45) (44)

Una simile soluzione permette una connessione rapida e sicura della tubazione di alimentazione degli elettrodomestici, evitando eventuali perdite di NG. Si rimanda ai riferimenti bibliografici per un approfondimento della tecnologia. A conferma dell'interesse suscitato da simili applicazioni, sono in corso ricerche in ambito accademico riguardo alla possibile integrazione di tali sistemi all'interno dell'edilizia residenziale. In particolare in "Sviluppo di metodologie e strumenti di misura ed analisi dei consumi energetici degli edifici

pubblici” (44), vengono analizzate possibili soluzioni innovative ai fini dell’alloggiamento sicuro delle tubazioni di adduzione del N.G., nel caso di edifici di nuova costruzione, all’interno di intercapedini ventilate. Nel dettaglio in tale lavoro si è analizzata la possibilità di installare tali tubazioni all’interno di intercapedini ventilate. Al fine di valutarne il grado sicurezza sono state condotte simulazioni CFD riguardanti la capacità di dispersione di un eventuale trafilamento di NG all’interno dell’intercapedine ventilata. Si riporta di seguito un estratto delle risultanze ottenute da tali studi. Si rimanda al riferimento bibliografico per maggiori dettagli sul lavoro svolto dal gruppo di ricerca.

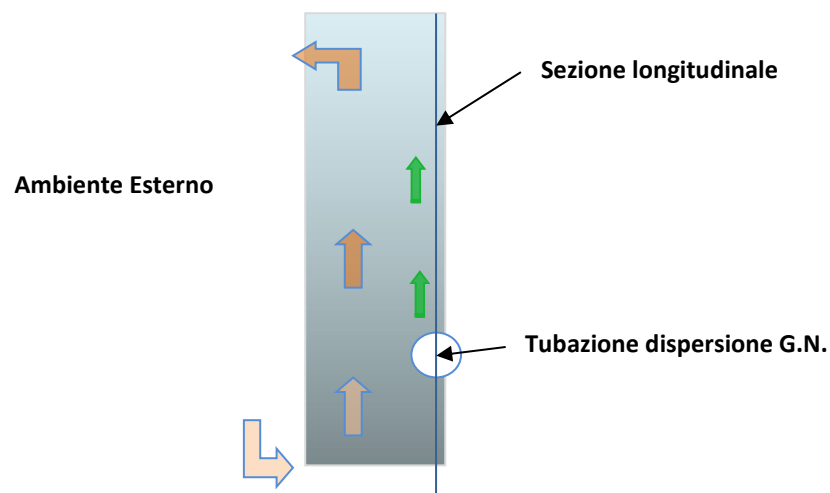


Figura 2. 3 Modello preliminare di parete ventilata, per alloggiamento tubazioni adduzione NG. Schema qualitativo dei flussi d'aria (in blue) e del possibile trafilamento di NG (in verde) (44)

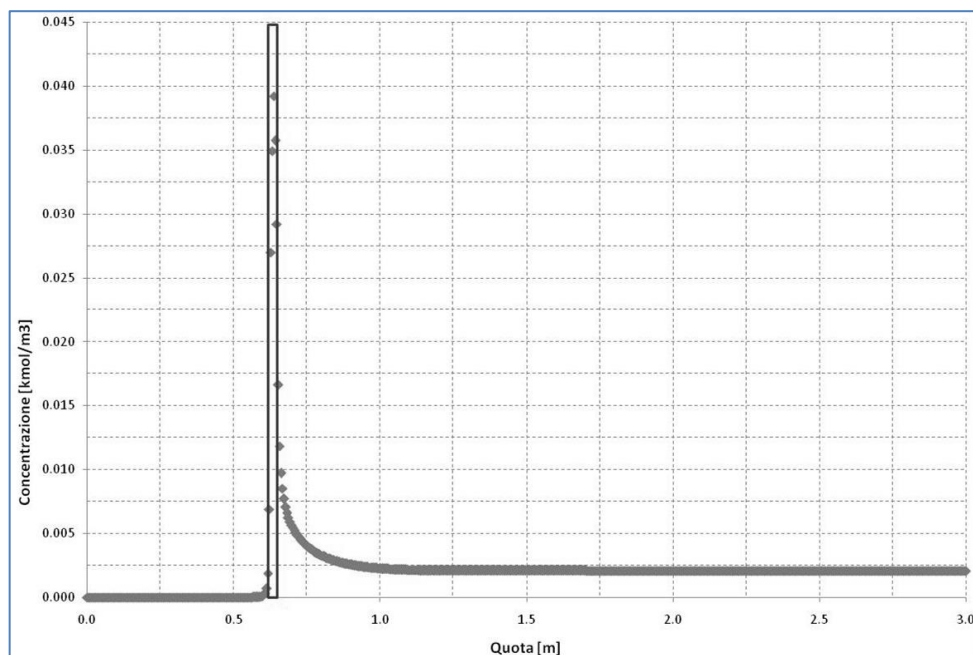


Figura 2. 4 Andamento della concentrazione di NG al variare della quota osservata, ottenuta da simulazioni in ambiente Fluent (44)

La panoramica riguardo al possibile utilizzo innovativo del NG, mette in evidenza come tale fonte energetica si presta a numerose applicazioni oltre a quella tradizionale di combustibile per generazione stazionaria di energia o per autotrazione. Riguardo ai possibili usi innovativi fin qui descritti, si ritiene opportuno sottolineare che il loro possibile sviluppo in Italia è correlato fortemente al costo di approvvigionamento della risorsa. In conseguenza di ciò è risultato interessante valutare come l'offerta, il consumo e soprattutto il prezzo finale del NG si sia evoluta negli ultimi anni in Italia. Solamente un'attenta analisi del mercato dell'energia e in particolare del combustibile NG può permettere di avere un quadro d'insieme sul possibile sviluppo sia di utilizzi alternativi (azionamento di elettrodomestici) sia di sistemi di cogenerazione alimentati a gas naturale.

2.3 Miscele idrometano

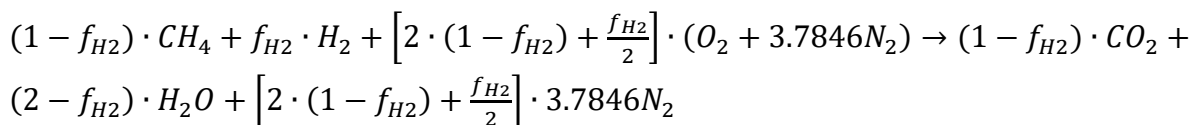
2.3.1 Generalità sugli utilizzi delle miscele di idrometano

In ambito energetico allo stato attuale, la comunità scientifica unitamente alle nuove tendenze normative dei paesi industrializzati, sono orientati verso l'utilizzo di una fonte energetica a ridotto impatto ambientale. In particolare, le strategie promosse dal protocollo di Kyoto mirano a diffondere la filosofia di un abbattimento delle emissioni di GHG deviate da attività antropiche. In questo senso, come già accennato in precedenza il Gas Naturale (NG) si pone come un ottimo compromesso tra i tradizionali combustibili fossili (Carbone e Olio Combustibile) e la generazione di tipo Nucleare (a emissioni zero ma con complessità impiantistiche e ambientali non ancora pienamente superate). In questo senso, il NG ha subito negli ultimi decenni un incremento considerevole sia per la generazione centralizzata di energia, sia per usi di tipo civile. Attualmente, in ambito scientifico si sta orientando la ricerca verso l'ideazione di fonti energetiche con un maggiore grado di sostenibilità ambientale. In questo ambito trovano sempre più spazio combustibili alternativi come l'idrogeno. Una simile risorsa trova allo stato attuale numerosi impieghi connessi alla generazione di energia, prima tra tutti l'utilizzo dello stesso all'interno di celle a combustibile, come ampiamente descritto nella premessa del presente lavoro. Contestualmente a tali applicazioni, si è a poco a poco diffuso un ulteriore filone di ricerca che prevede l'utilizzo del H₂ per arricchire il NG. La finalità di una simile ricerca è quella di migliorare le potenzialità energetiche della miscela, aumentandone il potere calorifico massico, e incrementarne la sostenibilità ambientale (riduzione di GHG durante la combustione). Prime applicazioni di miscela di NG e H₂ (H₂NG) sono state condotte nel campo motoristico, in questo ambito numerosi autori hanno riscontrato come la miscela di H₂NG migliorino l'efficienza di conversione elettrica dei motori. Dal punto di vista ambientale, sotto alcune condizioni si è riscontrato come tali miscele utilizzate all'interno di ICE generino emissioni ridotte rispetto al tradizionale NG. Nel dettaglio si è riscontrato come, grazie ad un rapporto H/C e alla maggior velocità di combustione, le emissioni di CO e CO₂ siano tendenzialmente minori rispetto al NG (46) (47). In aggiunta a ciò, in letteratura si è riscontrato come in combustioni ultra magre le emissioni di NO_x sono abbattute ($1.54 < \lambda < 2$) (47) (48). Un'ultima frontiera per quanto riguarda l'utilizzo di miscele

di H₂NG è rappresentato dalla generazione stazionaria di energia all'interno di ICE. In questo caso, l'arricchimento della miscela con H₂, oltre ad un incremento dell'efficienza meccanica del motore, alla riduzione di emissioni di CO CO₂ ed NO_x in alcune condizioni di lavoro, produce una concentrazione molare maggiore del vapore acqueo nei gas combusti. Questo aspetto, nelle applicazioni di cogenerazione è particolarmente importante, in quanto una maggior concentrazione di vapore acqueo nei gas combusti può essere sfruttato per la quota parte di calore latente derivante dalla combustione della miscela (49). Alla luce di quanto la letteratura scientifica evidenzia fino al momento attuale, si può affermare come effettivamente l'idrogeno anche in soluzione con il NG, possiede indubbi potenziali sia di tipo energetico sia di tipo ambientale, entrambi aspetti particolarmente rilevanti nella società odierna. Dal punto di vista del bilancio energetico della filiera, al momento la produzione dell'idrogeno è l'anello debole che ne impedisce la sua diffusione su larga scala. In generale, il H₂ deriva essenzialmente dalla filiera di idrocarburi, oppure da processi di idrolisi, con un conseguente dispendio di energia. Questo aspetto, di assoluta rilevanza per una potenziale diffusione delle miscele di idrometano, può essere superato considerando che allo stato attuale esistono tecnologie di produzione energetica non programmabile che possono essere sfruttate per la produzione di H₂ nel momento in cui non sono utilizzate direttamente dal utente. In questo senso, la tecnologia fotovoltaica e quella eolica possono contribuire alla realizzazione di sistemi di produzione diffusa di H₂. L'energia in eccesso (derivante dalla non coincidenza tra la domanda e la produzione) può essere utilizzata per la produzione di idrogeno rinnovabile mediante l'utilizzo di elettrolizzatori ad attivazione elettrica. L'idrogeno così prodotto, sarà caratterizzato da emissioni di CO_{2eq} nulle in quanto prodotto da sistemi privi di emissioni GHG. Un simile sistema di produzione ridurrebbe inoltre, l'immissione di energia elettrica in eccesso in rete, a vantaggio di una migliore gestione del bilancio di rete. L'utilizzo di sistemi localizzati di produzione di idrogeno, ad oggi modo è frenato dall'investimento iniziale (un valore di riferimento stimato in base a dati di letteratura è 34,000 € per un elettrolizzatore con portata di 0.5 Nm³/h) (50). Al fine di superare tale limite economico è auspicabile realizzare sistemi di produzione di idrogeno centralizzati di taglie non inferiori ai 200 Nm³/h, ed immettere nella rete di distribuzione del NG la miscela di H₂NG. Un simile progetto è stato sottoposto ad un'analisi tecnico-economica in Germania (51).

2.3.2 Recupero di calore latente mediante miscela ad idrometano e relativo impatto ambientale

L'arricchimento del NG mediante volumi di H₂ altera la composizione chimica della miscela con conseguente variazione delle proprietà termodinamiche della miscela stessa. La conoscenza approfondita di tale aspetto risulta essere particolarmente rilevante ai fini dell'ottimizzazione di un sistema energetico che utilizzi idrometano come fonte di energia. Al fine di avere un quadro d'insieme sulle potenzialità e i limiti di una simile miscela nel campo della cogenerazione con motori a combustione interna, si è ritenuto necessario condurre un'attenta analisi sullo stato dell'arte della ricerca in questo ambito. G. Lo Basso in *Hybrid System for renewable Hydrogen and User: experimental analysis for performance assessment on the integrated CHP reciprocating engine fuelled with H₂NG blends*, partendo dall'equazione di combustione in condizioni stechiometriche della miscela di idrometano ha ricavato l'andamento delle proprietà della miscela al variare della concentrazione in volume di H₂ (52) (Tabella 2. 5).



Quello che emerge dai valori riportati nella tabella, è che l'incremento di idrogeno produce una riduzione di contenuto d'acqua nei gas combusti, i quali a loro volta diminuiscono la loro portata in proporzione all'aggiunta di H₂. Ad ogni modo la riduzione del contenuto d'acqua non è proporzionale a quella dei gas combusti, in conseguenza di ciò si ha un incremento della frazione molare del vapore acqueo con conseguente aumento della pressione parziale dello stesso. A ragione di tale risultato, si nota come la temperatura di saturazione del vapore subisca un incremento con l'aggiunta del H₂. Lo stesso autore ha realizzato dei diagrammi di valutazione speditiva delle proprietà di condensazione della miscela al variare del contenuto di idrogeno.

Tabella 2. 5 Caratteristiche delle miscele di H2NG, in funzione della concentrazione di idrogeno (52)

f_{H2} [%]vol.	Water partial pressure [bar]	x_{H2O} [%]vol.	T_{sat} [°C]	δ_{blend} [kg _{H2O} / Nm ³ _{fuel}]	Available Energy [kWh/Nm ³ _{fuel}]
0%	0.1917	18.9229%	59.14	0.0360	1.0528
5%	0.1939	19.1451%	59.40	0.0351	1.0262
10%	0.1964	19.3848%	59.66	0.0342	0.9996
15%	0.1990	19.6439%	59.95	0.0333	0.9730
20%	0.2018	19.9251%	60.26	0.0324	0.9464
25%	0.2049	20.2313%	60.59	0.0315	0.9198
30%	0.2083	20.5659%	60.94	0.0306	0.8932

L'approccio grafico permette di stimare il contenuto di vapore acqueo nei fumi partendo dalla temperatura misurata dei gas combust. Successivamente mediante una successiva mappa correlata alla prima è possibile stimare, per una data miscela di H2NG, l'efficienza di condensazione definita di seguito (53) (54). Con il termine dove δ_{max} si è indicato la concentrazione teorica di vapore acque teorico, definito in funzione della percentuale di H₂ della miscela, mentre δ rappresenta il valore del contenuto d'acqua presente nei fumi in corrispondenza della temperatura rilevata.

$$\eta_{condens} = \frac{\delta_{max} - \delta}{\delta_{max}}$$

Si riporta di seguito una sintesi dell'approccio grafico descritto in precedenza. Tale soluzione grafica permette di valutare le potenzialità di condensazione del vapore acqueo per diverse tipologie di miscela.

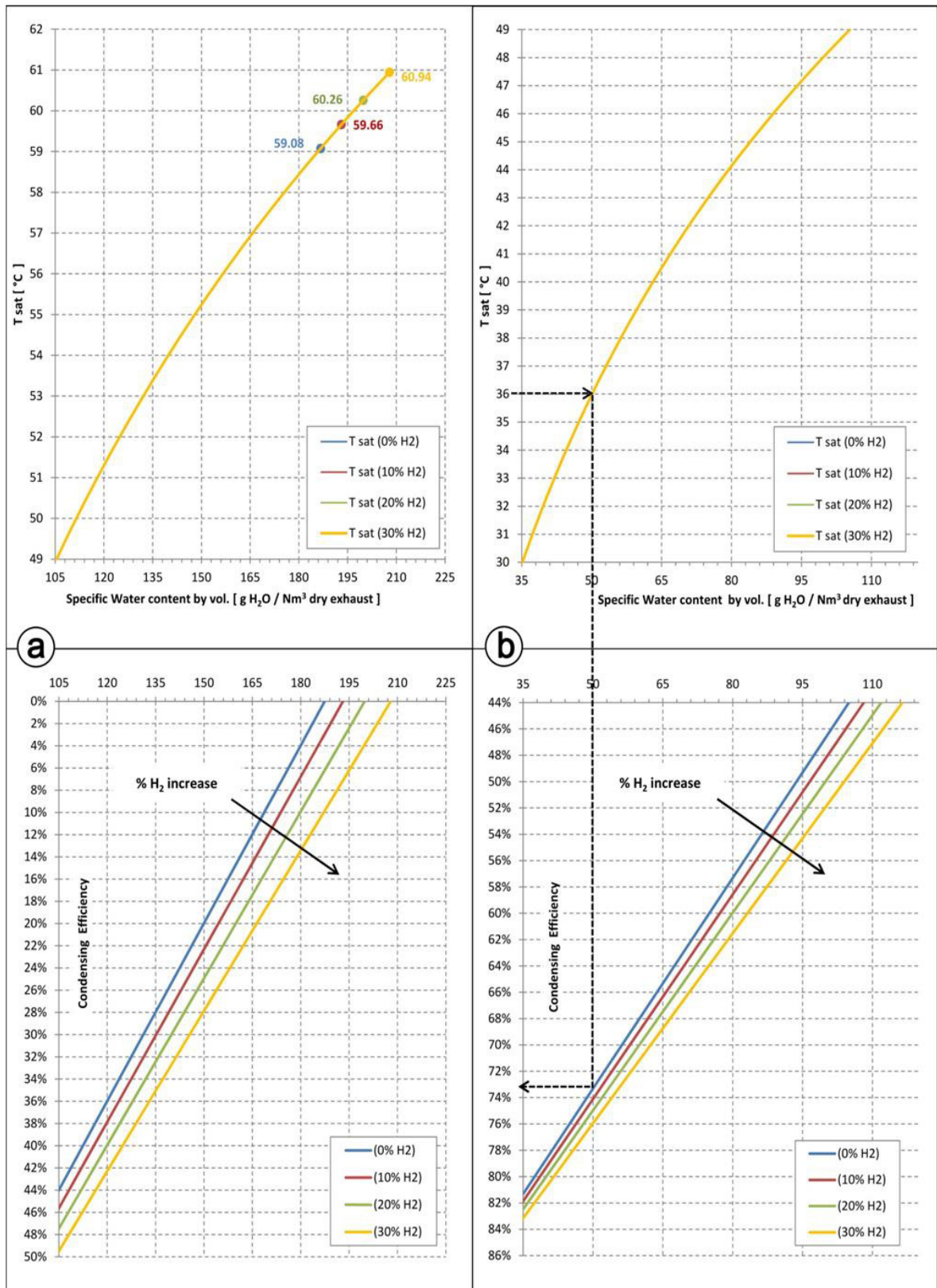


Figura 2. 5 Stima delle efficienze di condensazione di miscela ad idrometano, elaborate da G. Lo Basso (52)

Un simile approccio risulta particolarmente utile in tutti i casi in cui è necessario stimare l'effetto del recupero di calore latente da una miscela di NG arricchita con H₂. Nel dettaglio del presente lavoro di tesi di dottorato, l'approccio grafico è stato adottato per analizzare il recupero termico di un cogeneratore a condensazione alimentato sia a NG sia a H₂NG.

Ad inizio capitolo si è precisato come a parità di proprietà termodinamiche dei combustibili, la tendenza attuale sia quella di prediligere fonti energetiche a ridotto impatto ambientale. In particolare essendo la CO₂ uno dei maggiori responsabili dell'effetto serra, risulta necessario promuovere l'utilizzo di combustibili a ridotte emissioni in atmosfera. In questa ottica, le miscele di idrometano trovano ampio spazio, in quanto grazie all'arricchimento di H₂ vi è una riduzione potenziale delle emissioni di CO₂. Questo risultato emerge in prima analisi dall'equazione di combustione delle miscele H₂NG, ed è ampiamente descritto nell'approccio grafico proposto da G. Lo basso (52).

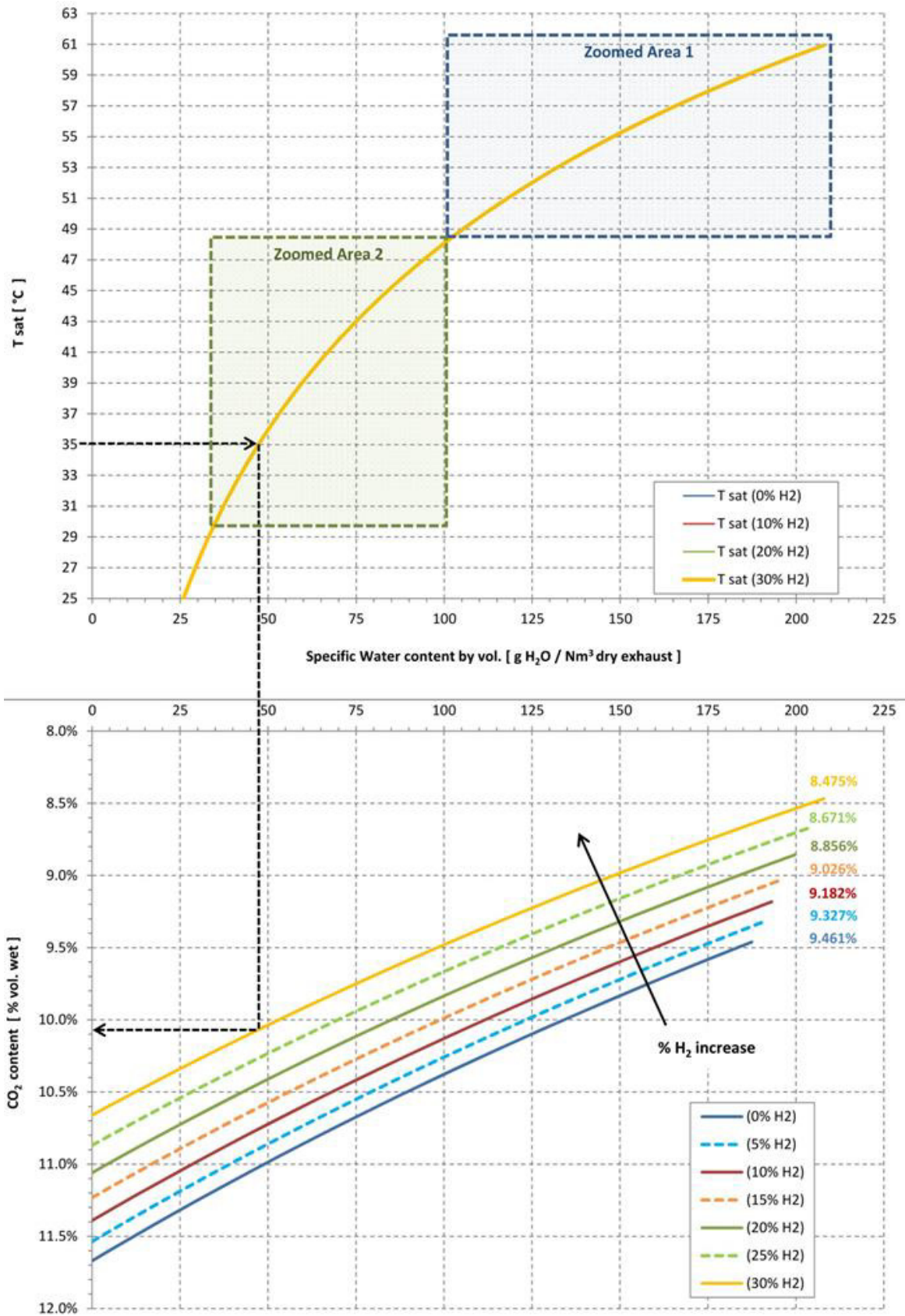


Figura 2. 6 Andamento del contenuto di CO₂ nei gas combusti al variare delle concentrazioni di H₂ (52)

2.3.3 Sistemi localizzati di produzione di idrogeno rinnovabile ai fini della produzione di miscele di idrometano

Nell'ottica di analizzare i possibili sviluppi di una diffusione dell'utilizzo dell'idrogeno in miscela al metano per scopi civili, si è ritenuto opportuno investigare sulle possibilità energetiche, tecniche ed economiche per la realizzazione di sistemi di produzione di idrometano attraverso l'utilizzo di risorse locali di tipo non programmabile. A tale fine, all'interno del gruppo di ricerca in cui lo scrivente ha lavorato, è stato realizzato uno studio preliminare sulla possibile integrazione di impianti fotovoltaici con sistemi di produzione di H₂ (55). Nel dettaglio, al fine di ottenere un risultato il più possibile realistico sulle potenzialità energetiche di una simile configurazione, si è deciso di calare lo studio su un contesto urbano reale. Tale lavoro ha preso origine dai risultati energetici derivanti dalla ricerca internazionale SoURCE (2). Nello specifico, partendo dalla producibilità di energia elettrica potenzialmente ottenibile attraverso installazioni fotovoltaiche, in edifici residenziali, è stata valutata la producibilità di idrogeno utilizzando una quota parte dell'energia prodotta dagli impianti FV per alimentare sistemi di produzione di idrogeno, localizzati nelle aree indagate. In altri termini, si è ipotizzato di poter utilizzare una quota parte dell'energia elettrica prodotta dagli impianti FV, per l'alimentazione di un sistema di elettrolizzatori, in grado di garantire una producibilità di H₂ pari a 0.024 Nm³/kWh. In questo modo, in base alla potenziale produzione da FV prevista in Source - Towards Smart City si è ottenuta una prima valutazione sui m³ di idrogeno producibili nelle due diverse realtà urbane di Trevignano Romano e Sabaudia. Una simile stima ha permesso di conseguenza di valutare le volumetrie di miscela di idrometano producibili attraverso l'uso di energia non programmabili locali.

Tabella 2. 6 Produzione potenziale di idrogeno da fonte fotovoltaica nelle due realtà urbane di Trevignano romano e Sabaudia (55).

Territorio	Radiazione diretta incidente sul piano orizzontale (kWh/m ²)	Superficie fotovoltaica potenzialmente installabile (m ²)	Energia elettrica da fotovoltaico (kWh)	Producibilità media Sistema di elettrolisi (Nm ³ /kWh)	Volume di idrogeno potenzialmente producibile (Nm ³)
Trevignano Romano	1,507	58,290	12,534,679	0.024	300,832
Sabaudia	1,519	55,960	12,129,458	0.024	291,107

In base alla produzione di idrogeno stimata, si è deciso di valutare le potenzialità energetiche ed ambientali di un sistema di cogenerazione alimentato ad idrometano. A tale scopo si è adottata la seguente formulazione per stimare la potenza totale del sistema di cogenerazione installabile (55).

Dove

$$P_{H_2NG} = \frac{1}{1 - f_{H_2}} \times \sum \frac{E_s \cdot \eta_{pv} \cdot \eta_{hy} \cdot \eta_{CHP}}{t_o}$$

- ✓ P_{H_2NG} è la taglia del sistema di cogenerazione alimentato ad idrometano;
- ✓ f_{H_2} è la percentuale in volume di H_2 da immettere nella miscela;
- ✓ E_s è l'energia elettrica da FV ottenibile;
- ✓ η_{pv} è l'efficienza di conversione globale del sistema FV nell'arco di 1250 di lavoro;
- ✓ η_{hy} è l'efficienza del processo di idrolisi dalla macchina ipotizzata;
- ✓ η_{CHP} è il rendimento elettrico del CHP;
- ✓ t_o è il numero di ore di lavoro.

Considerando un numero totale di ore di lavoro non inferiore a 4000, e considerando l'efficienza del sistema FV coerente con quelle risultate sul mercato per una tecnologia di cella in silicio cristallino, si è stimato che per il comune di Trevignano Romano è auspicabile l'installazione di un unico CHP da 300 kW_e alimentato a idrometano con 20% di idrogeno. La stessa procedura di calcolo ha invece individuato per Sabaudia una taglia ottimale pari a 1500 kW_e suddivisi in 5 CHP da 300 kW_e mentre per Sabaudia, in questo caso si è adottata una miscela di idrometano con il 4% di H_2 . Dal punto di vista del costo di investimento, a causa della complessità impiantistica, abbinata soprattutto al sistema di produzione di idrogeno, allo stato attuale da quanto è emerso da una prima stima della fattibilità economica, si è in presenza di un costo di generazione non concorrenziale con le soluzioni tradizionali. Le stime economiche condotte all'intero del lavoro presentato, per le due tipologie di configurazioni previste per i due nuclei urbani, sono di seguito sintetizzate. Relativamente all'aspetto della riduzione delle emissioni di CO₂, l'indagine condotta ha evidenziato indubbi benefici in termini di emissioni evitate rispetto ai tradizionali sistemi di generazione separata di energia in Italia (55).

Tabella 2.7 Analisi dei costi di investimento iniziale e di gestione dei sistemi analizzati. (55)

Territorio	Costo FV (€)	Elettrolizzatore (€)	Sistema di miscelazione(€)	CHP (€)	Costo annuo NG (€)	O & M (€)	Costi totali (€) (20anni)
Trevignano (20% H₂)	948,000	591,290	284,500	360,000	228,500	25,000	7,253,790
Sabaudia (4% H₂)	142,500	100,300	45,000	360,000	231,910	25,000	5,786,000

3 Mercato del Gas naturale in Italia

3.1.1 Produzione e importazione di metano in Italia

Nel presente paragrafo è riportata una sintesi della situazione di approvvigionamento e produzione di NG in Italia, una simile sintesi è risultata indispensabile per avere un quadro esaustivo sulla disponibilità della materia prima in Italia e su come tale assetto possa influire sul futuro sviluppo della cogenerazione a gas naturale in Italia. I dati fanno riferimento al data base dell'AEEG. Nella figura seguente è riportato l'andamento dei metri cubi di NG prodotti ed importati, come si nota da 2002 in poi si è avuto un aumento dell'importazioni con una parallela contrazione della produzione nazionale. In corrispondenza del 2009, si nota un calo sensibile sia delle importazioni sia della produzione nazionale. Nei tre anni seguenti, si nota una diminuzione progressiva delle importazioni mentre rimane costante la produzione nazionale.

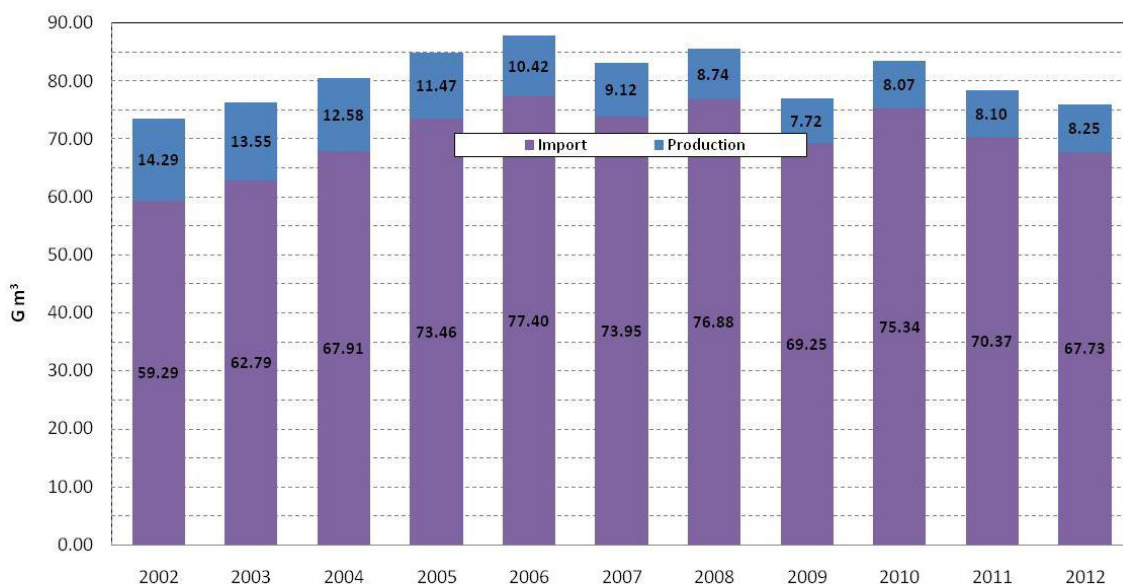


Figura 3. 1 Andamento dei quantitativi di NG importati e prodotti, espressi in G m3, per gli anni che vanno dal 2002 al 2012, fonte AEEG.

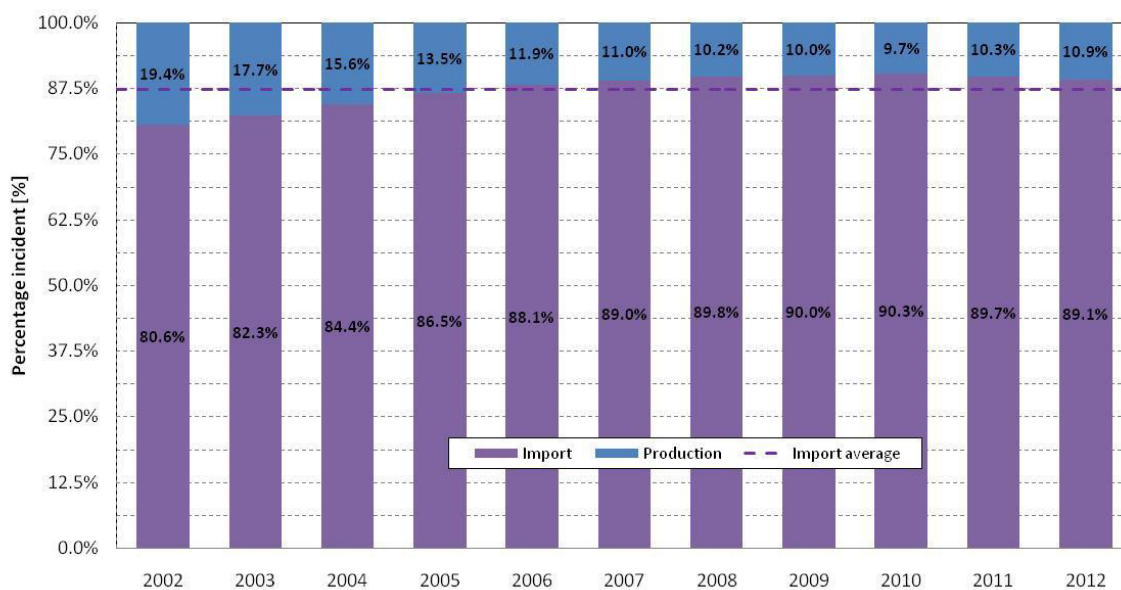


Figura 3. 2 Incidenza percentuale delle importazione e della produzione nazionale di NG dal 2002 al 2012, fonte AEEG.

In termini percentuali tali valori si traducono in una dipendenza dalle importazione che oscilla tra 86.6 % del 2002 al 90.3 % del 2010, con un valore medio nella serie storica osservata prossimo al 87.5 % .

3.1.2 Andamento consumi Gas naturale negli anni

Il consumo di gas naturale in Italia ha subito modifiche sostanziali negli ultimi 10 anni, tali variazioni sono indubbiamente correlate all'andamento dell'economia nazionale parallelamente a quella europea. I dati ISTAT (desunti dal materiale proveniente da Ministero dello sviluppo economico - Dipartimento per l'Energia – DGSAIE), riportati di seguito, mostrano l'andamento dei consumi di gas naturale (NG), per gli anni che vanno dal 2003 al 2012. Si nota come i consumi di gas naturale risultano in aumento dal 2003 fino al 2008, in corrispondenza del 2009 è presente una contrazione drastica del consumo di metano, seguito da un incremento sostenuto nel 2010. A valle di tale data i metri cubi di gas naturale tendono progressivamente a diminuire fino al 2012. Tali dati sono stati desunti dal data base del Ministero dello sviluppo economico, al momento della realizzazione di tale lavoro i dati sono disponibili fino al 2012 incluso.

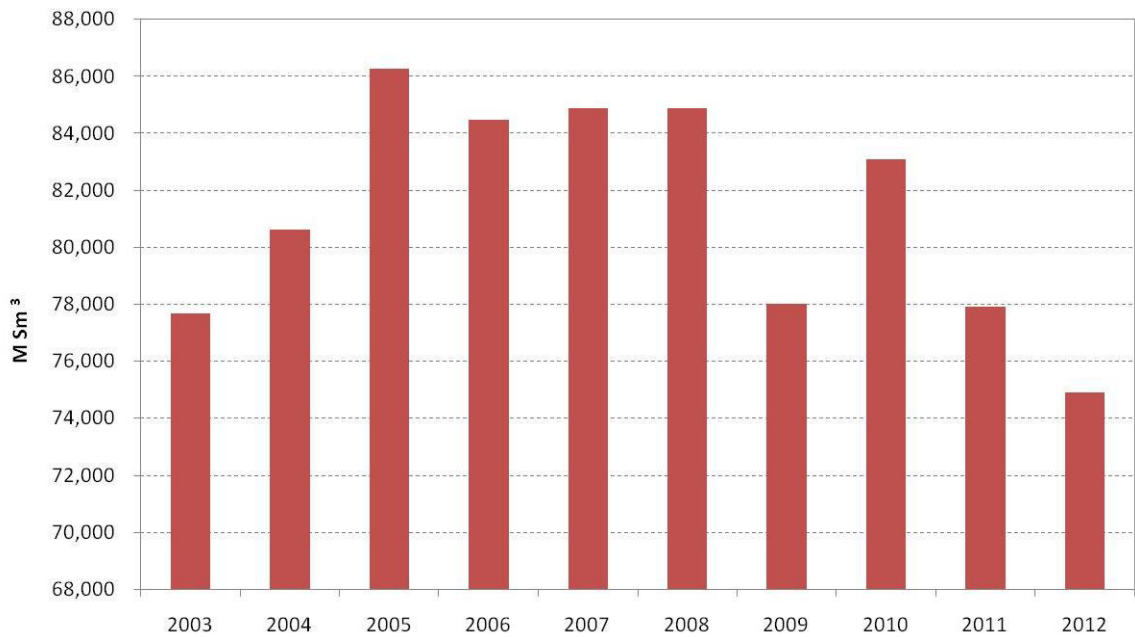


Figura 3. 3 Andamento dei consumi di gas naturale (NG) dal 2003 al 2012, espressi in Milioni di Standard Metri Cubi. Fonte Ministero dello sviluppo economico - Dipartimento per l'Energia - DGSAIE

Entrando nel dettaglio della distribuzione dei consumi, si riportano di seguito la distribuzione percentuale per gli anni ante e post crisi economica, in particolare si è scelto il 2008 e il 2012.

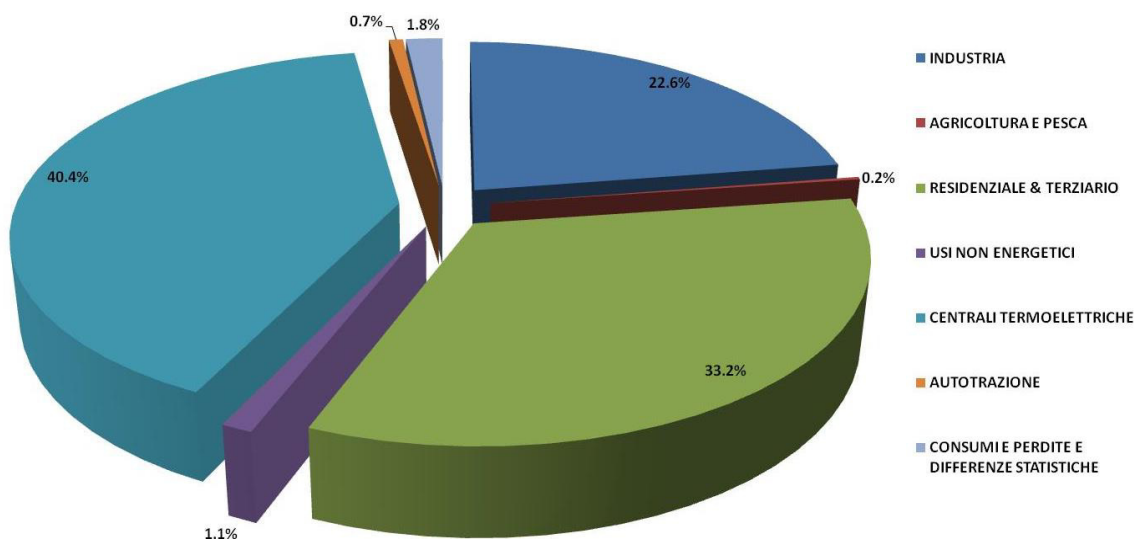


Figura 3. 4 Distribuzione percentuale dei consumi nell'anno 2008. Fonte AEEG

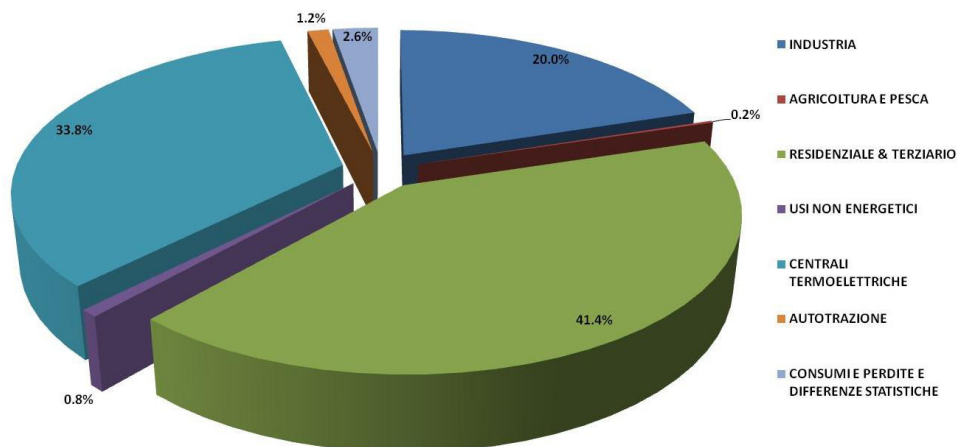


Figura 3. 5 Distribuzione percentuale dei consumi nell'anno 2012. Fonte AEEG

In termini percentuali si nota un'inversione della distribuzione di consumo di gas naturale, prima e dopo il 2009. Nel dettaglio si nota come nel 2008, la maggiore percentuale di consumi è rappresentata dal comparto energetico rappresentato in questi diagrammi dalla categoria Centrali Termoelettriche (40.4 %). Il comparto residenziale occupato il secondo posto con il 33.2% dei consumi, infine al settore industriale compete il 22.6%. Riferendosi ai dati del 2012, si nota come in questo caso è il comparto residenziale a primeggiare, con il 41.4%, seguito dal comparto energetico (Centrali Termo elettriche) con il 33.8% mentre il settore industriale subisce una lieve contrazione attestandosi sul 20.0%. Al fine di avere una maggiore risoluzione dell'analisi del consumo di metano, si riporta di seguito l'andamento dei consumi per i tre settori maggioritari, dal 2008 al 2012.

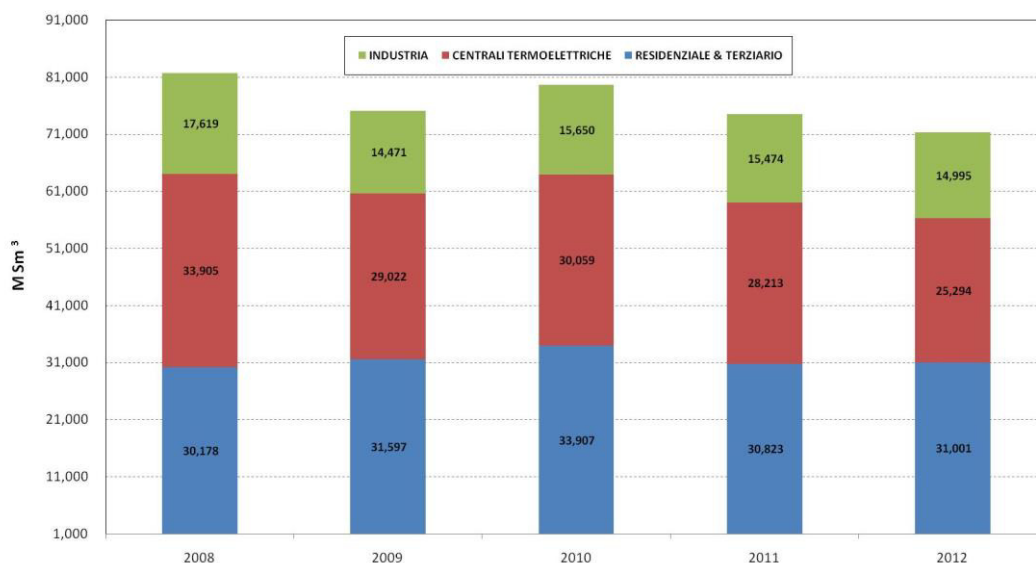


Figura 3. 6 Dettaglio distribuzione dei consumi, espressi in milioni di standard di metri cubi, per i tre principali macro settori di consumo. Fonte AEEG

Dai dati emerge come i consumi imputabili al comparto residenziale e terziario siano pressoché costanti nei 4 anni, in particolare si nota come nel 2010 vi sia un lieve aumento imputabile a situazioni climatiche particolare. Il settore energetico, mediamente ha subito una contrazione, che ha portato ad una riduzione dei consumi pari al 25.4% rispetto al 2008. Un andamento simile lo si riscontra anche per i consumi industriali, anche in questo caso si ha una contrazione dei consumi tra il 2008 e il 2012 paria a 15%. Tali risultanze possono in parte essere causate della riduzione dell'attività produttiva dell'industria italiana e con un conseguente minore consumo di gas naturale sia per la produzione di energia elettrica, sia per i consumi industriali diretti. Il comparto residenziale, a meno di fluttuazioni di tipo stagionale, rimane invece pressoché costante in termini di combustibile utilizzato. Questo è dovuto al fatto che sostanzialmente nell'arco temporale che va dal 2008 al 2012 non vi sono state sostanziali variazioni delle utenze domestiche o del terziario. Entrando nello specifico delle diverse fasce di consumo, si riportano di seguito gli estratti dei data base AEEG, in merito all'andamento delle utenze (distinte per classi di consumo espresse in metri cubi anno), e i relativi volumi di NG distribuiti.

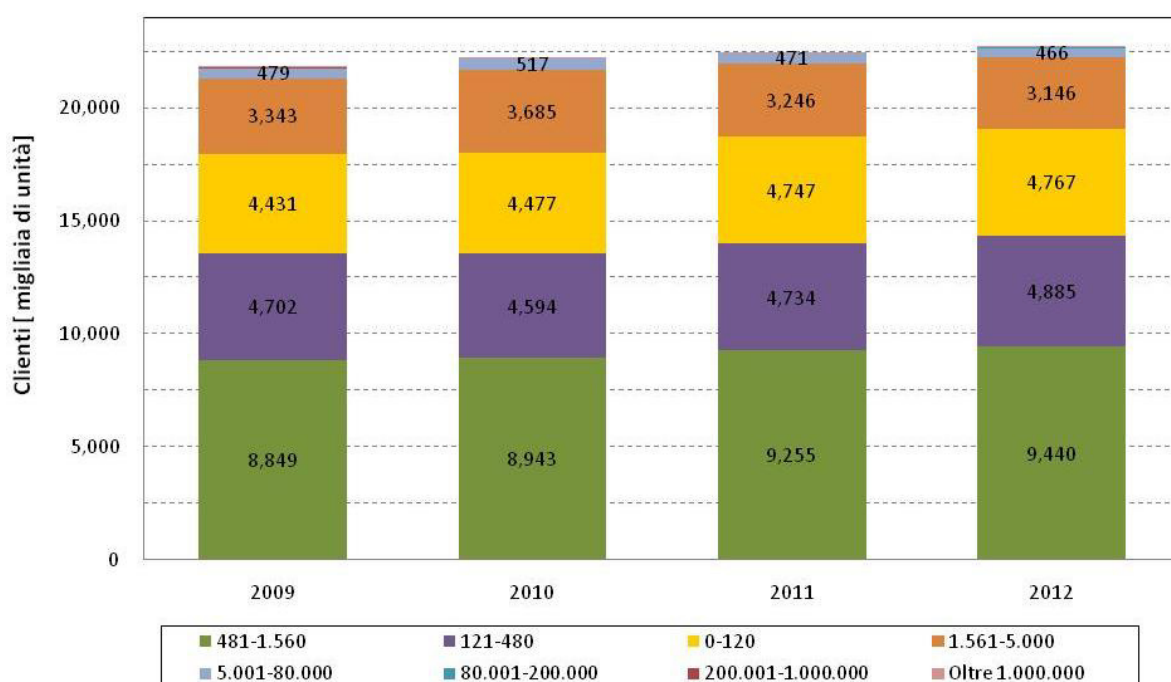


Figura 3. 7 Andamento del numero delle utenze, espressi in migliaia di unità, tra il 2009 e il 2012. Fonte AEEG.

Relativamente al numero di utenze, si può notare come vi è un aumento prevalentemente concentrato nelle fasce di consumi medio basse. In particolare si nota un netto incremento

nella fascia di consumi “481-1560 S m³. Si nota inoltre che in termini di numerosità sono proprio le classi medio-basse quelle più numerose.

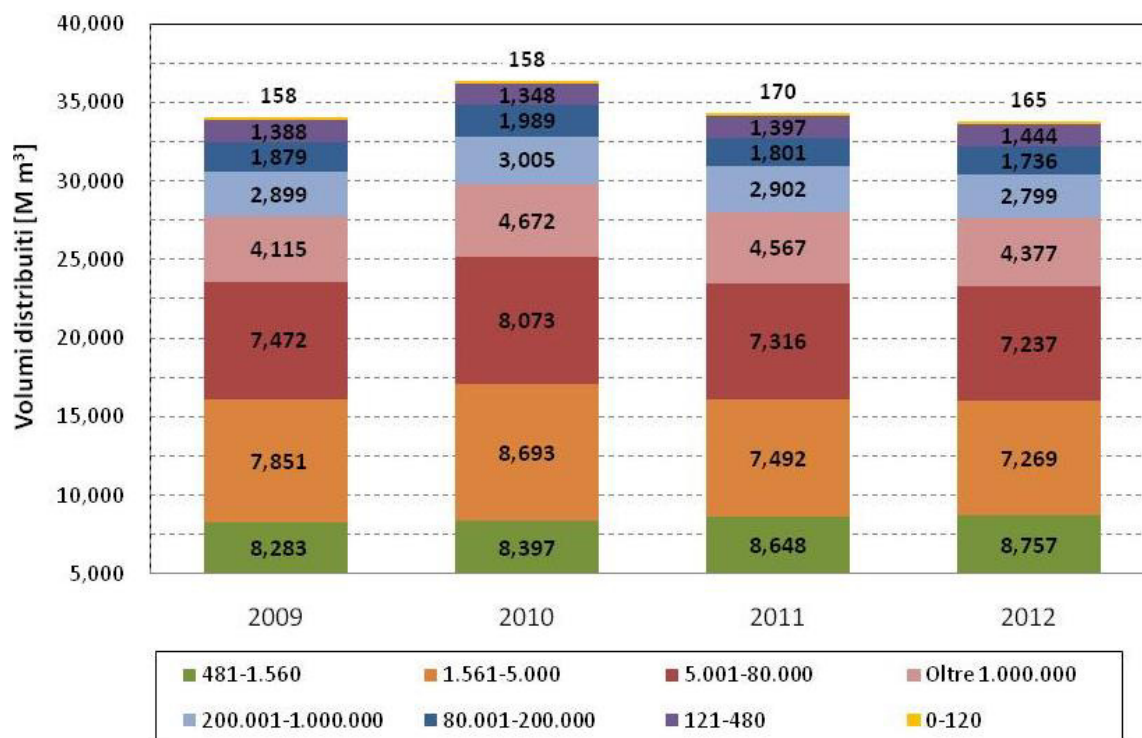


Figura 3. 8 Andamento dei volumi, espressi in M m³, di NG distribuiti al variare delle diverse classi di consumo distinte per m³ annui. Fonte AEEG.

In termini di volumi di NG distribuito, si nota come è sempre la classe 481-1560 Sm³ a prevalere, seguita dalla classe 1561-5000 Sm³. Queste classi corrispondono mediamente ad utenze di tipo residenziale con superfici utili medio grandi e ad utenze legate al settore terziario. Questi risultati evidenziano che tali comparti (residenziale e terziario) siano uno dei maggiori settori in cui il NG trova il maggiore utilizzo. Entrando nello specifico del solo anno 2012, è stato possibile disaccoppiare i dati di consumo in modo tale da evidenziare maggiormente come i diversi tipi di comparti e sotto comparti incidono sul consumo totale di metano; anche in questo caso si è fatto ricorso a dati statistici forniti dalla AEEG.

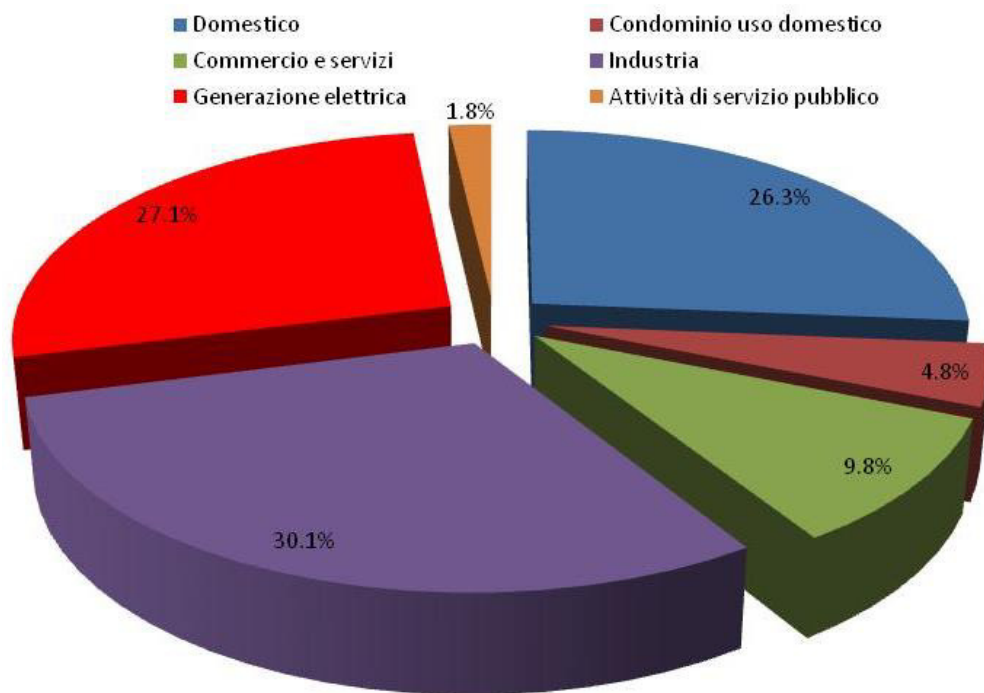


Figura 3. 9 Distribuzione percentuale dei consumi nazionali dei diversi comparti ed attività Fonte AEEG.

In coerenza con quanto esposto in precedenza, si può osservare come il solo comparto Domestico (inteso come utenze singole) incida per circa il 26.3%, tale percentuale non tiene conto di utenze domestiche di tipo condominiale, le quali incidono per il 4.8 %. In totale il solo settore Domestico (utenze singole + condomini) rappresentano circa il 31 %. I consumi legati ad attività industriali e alla generazione elettrica rappresentano rispettivamente 30.1 % e 27.7%. In fine i settori commerciale-servizi e quello del pubblico rappresentano rispettivamente il 9.8 % e 1.8 % dei consumi nazionali.

3.1.3 Caratteristiche del mercato nazionale del gas naturale, tipologie di utenza tipi di contratti di fornitura

Il mercato del gas naturale in Italia ha subito numerose modifiche negli ultimi decenni, in particolare sono previsti due tipologie di mercati: Mercato di Maggior Tutela e Mercato Libero. La distinzione principale tra le due tipologie di mercato può essere sintetizzata nel seguente modo: nel primo il prezzo di vendita è regolato dalla AEEG, in particolare sono previsti prezzi di tutela che i diversi fornitori devono garantire. Nel secondo, mercato libero, il prezzo di vendita è legato al mercato e quindi può subire forti variazioni, in funzione del mercato della materia prima. In linea generale, il mercato libero risulta adatto ad utenze con consumi

elevati, in cui le variazioni prezzo anche se lieve concorrono a fa variare il costo di gestione degli impianti. Il mercato a maggior tutela è invece mediamente più congeniale per utenze con consumi medio bassi, come quelli domestici. Tali affermazioni sono coerenti con quanto emerge dai dati statistici riportati dall’AEEG. In particolare nel settore domestico, si può osservare come all’aumentare della fascia di consumo si ha un incremento della incidenza del mercato libero. Risultati simili si riscontrano anche nel caso delle attività commerciali ed industriali.

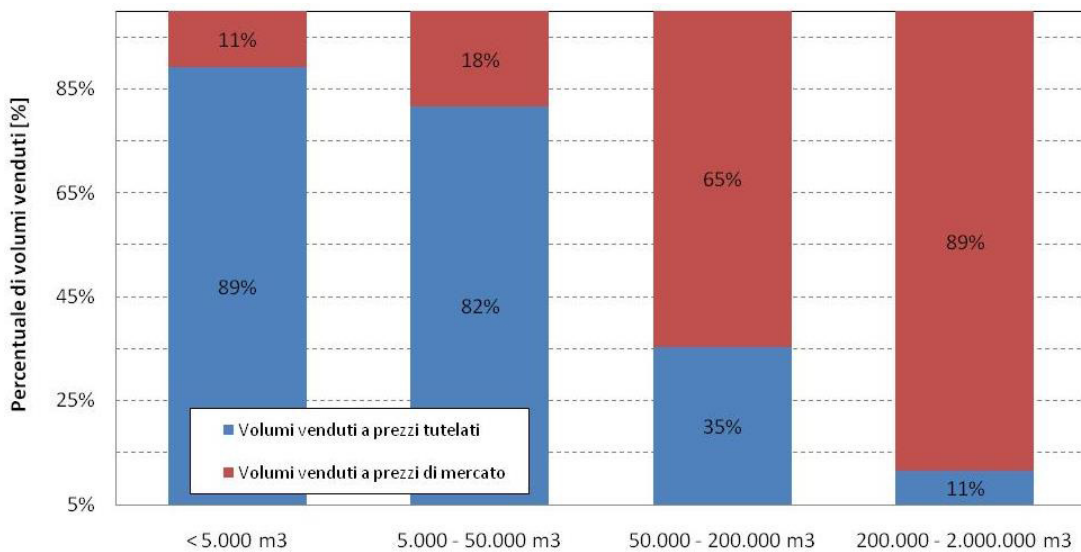


Figura 3. 10 Incidenza dei due diversi mercati di vendita del NG, anno 2011, settore Domestico, fonte AEEG

Un andamento simile lo si è riscontrato negli altri settori, in particolare nel settore industriale il mercato libero comprende percentuali non trascurabili anche per fasce di consumi minori.

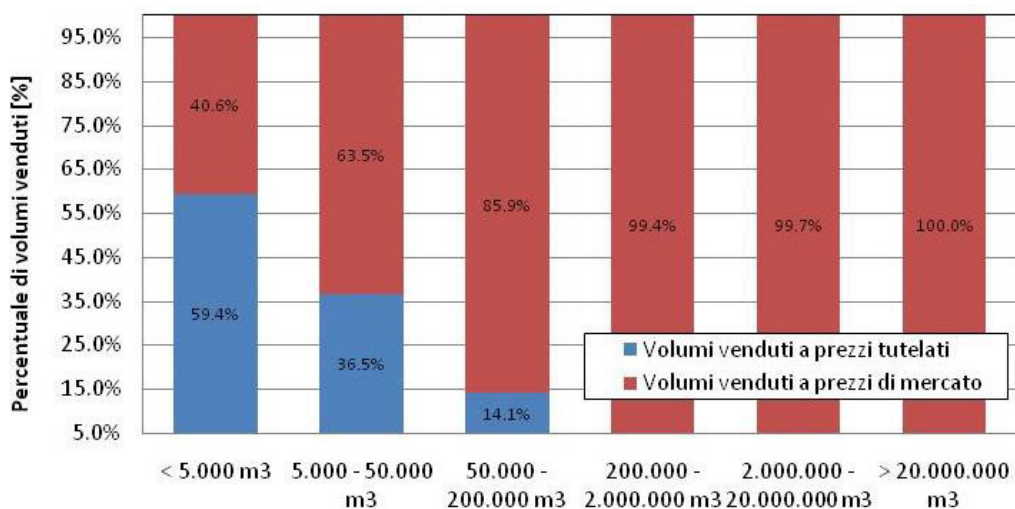


Figura 3. 11 Incidenza dei due diversi mercati di vendita del NG, anno 2011, settore Industriale, fonte AEEG

Allo scopo di evidenziare le peculiarità di un mercato sull'altro si è riportato di seguito un diagramma riassuntivo che mette a confronto i prezzi di vendita dei due tipologie di mercato per le diverse fasce di utenze. Nello specifico si è ritenuto opportuno eseguire il confronto tra i due mercati in due istanti temporali differenti. Relativamente all'anno 2010, si è notato come il mercato libero abbia fornito prezzi di vendita più bassi rispetto al mercato tutelato per utenze con consumi elevati, viceversa per utenze con consumi annui ridotti il mercato di maggior tutela ha permesso la tutela dell'utente garantendo mediamente prezzi minori rispetto a quelli del mercato libero. Nel caso del 2012, si nota invece come il mercato di tutela ha garantito prezzi di vendita mediamente più bassi sia per le diverse fasce di consumo sia per le diverse utenze.

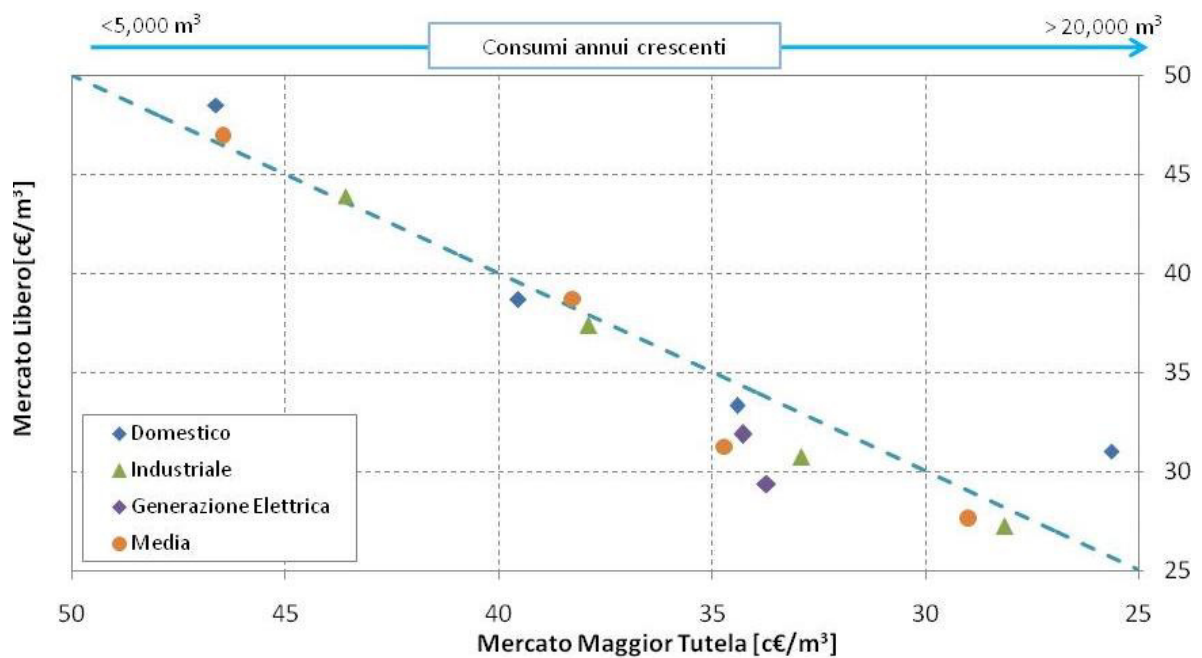


Figura 3. 12 Confronto mercato libero -mercato maggior tutela, anno 2010, fonte AEEG

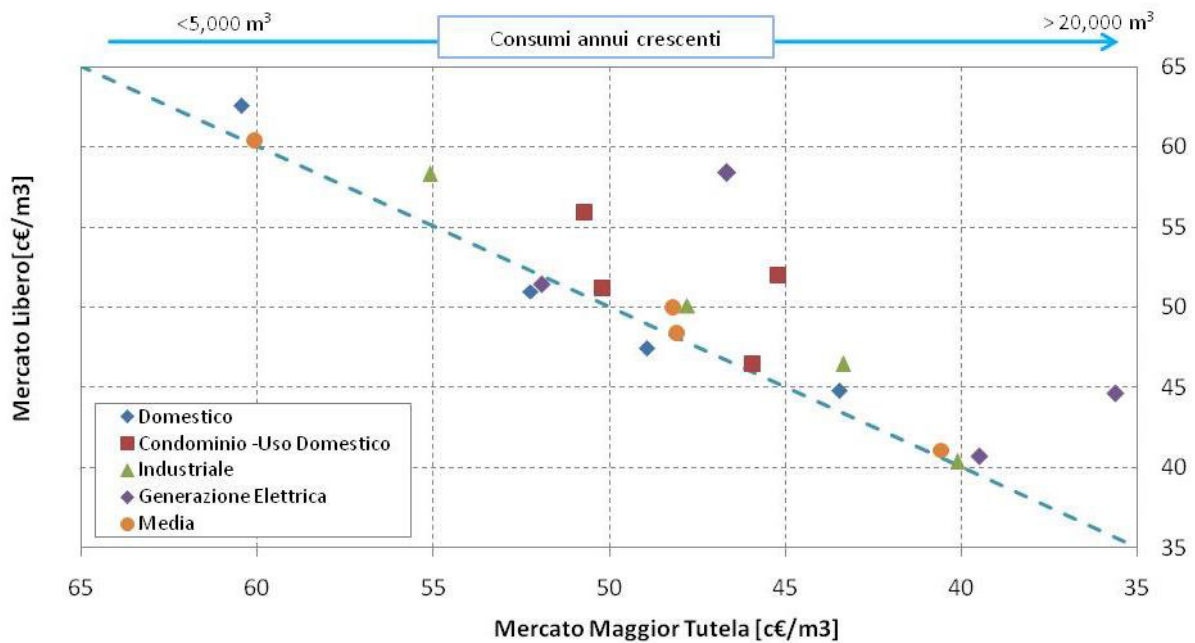


Figura 3. 13 Confronto mercato libero -mercato maggior tutela, anno 2012, fonte AEEG

Ad ogni modo in base al Decreto-legge 21 giugno 2013, n.69, con l'articolo 4, viene stabilito che per il solo uso domestico è previsto un mercato di maggior tutela: Servizio di tutela. Con questo approccio si intende tutelare tali utenze nei confronti delle variazioni di mercato della materia prima, attraverso una calmierazione dei prezzi e soprattutto attraverso un controllo da parte delle autorità sul prezzo finale dell'utente domestico, con consumi entro i 200.000 Sm³/anno. In passato un simile trattamento era previsto anche per alcune utenze non domestiche con specifici valori dei consumi annui.

3.1.3.1 Analisi delle voci di costo pel prezzo finale del Gas Naturale

In generale, per un mercato di tutela il prezzo finale del NG è composto da 4 macro voci principali: costi infrastrutturali, costi di vendita, materia prima e imposte. Le quattro voci, incidono in diversa maniera sul prezzo finale. Il loro andamento è variabile nel tempo e risente di numerosi fattori. Si riporta di seguito l'andamento del prezzo finale, per un consumatore domestico medio, in cui il consumo medio annuo è di 1400 Sm³/anno. In termini assoluti, dai dati desunti dal database AEEG, si evidenzia come il prezzo del combustibile abbia subito un incremento progressivo. In particolare per il consumatore considerato dalla AEEG, si nota

come dal III° trimestre del 2009 al II° 2013, vi sia stato un incremento del prezzo finale prossimo al 30 %. Nel dettaglio, tale aumento è imputabile principalmente all'incremento dei costi legati alla materia prima e alle imposte. In termini percentuali, si può affermare che il costo della materia prima ha subito un'incidenza progressiva nell'arco dei 4 anni osservati, raggiungendo un massimo nel 2012 con un picco del 45.5%. Parallelamente le imposte e le altre hanno subito mediamente una lieve riduzione.

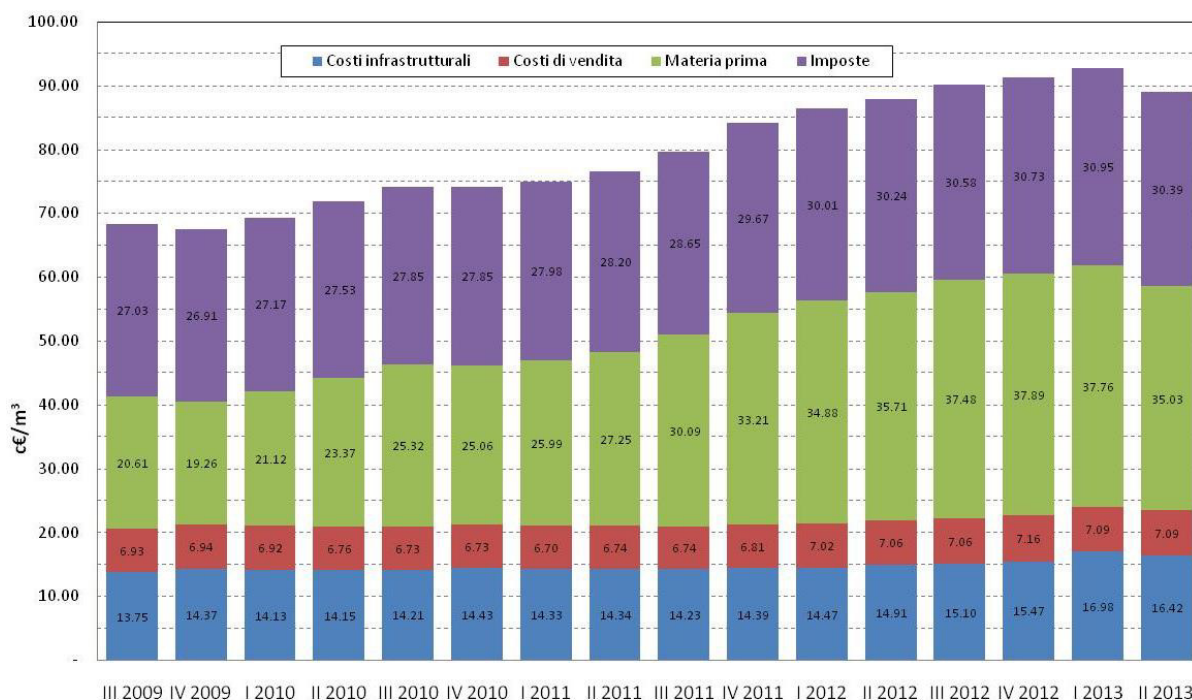


Figura 3. 14 Andamento del prezzo del metano per un utente medio domestico, con consumo annuo pari a 1400 Sm³, fonte AEEG.

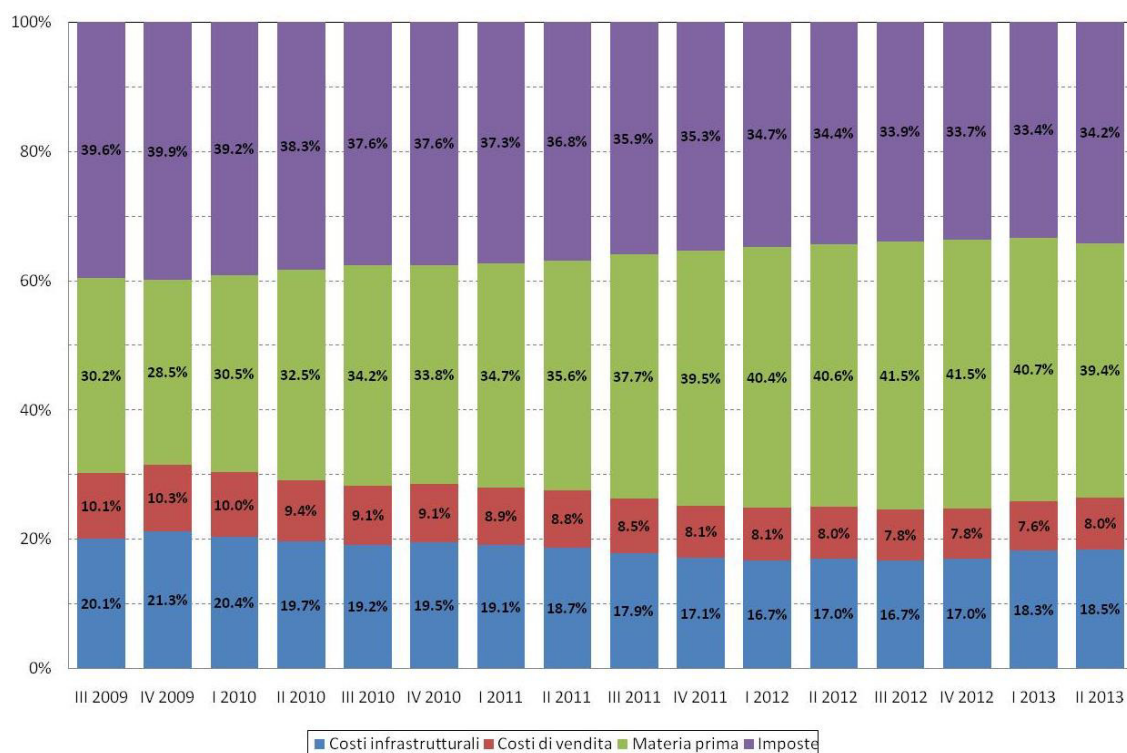


Figura 3. 15 Incidenza percentuale delle diversi componenti del prezzo finale, per un utente medio domestico, con consumo annuo pari a 1400 Sm³, fonte AEEG.

I dati riportati in precedenza evidenziano inoltre come le imposte rappresentano una percentuale considerevole del prezzo finale sostenuto dal consumatore finale. Entrando nello specifico di tale voce, in Italia le imposte sul gas vengono gestite in maniera distinta a seconda che l'utenza sia di tipo civile oppure industriale. Ad ogni modo, in entrambi i settori si possono individuare tre sotto voci principali: Tassa Regionale, Accise e IVA (calcolata sulla somma di tutte le precedenti voci di imposta e consumo di materia prima). La Tassa Regionale varia da Regione e Regione e in funzione della fascia di consumo. Le accise sono invece funzione prevalentemente della fascia di consumo. L'IVA risulta distinta tra utenze al 10 % e al 22%, secondo fasce di consumo e tipologia di usi.

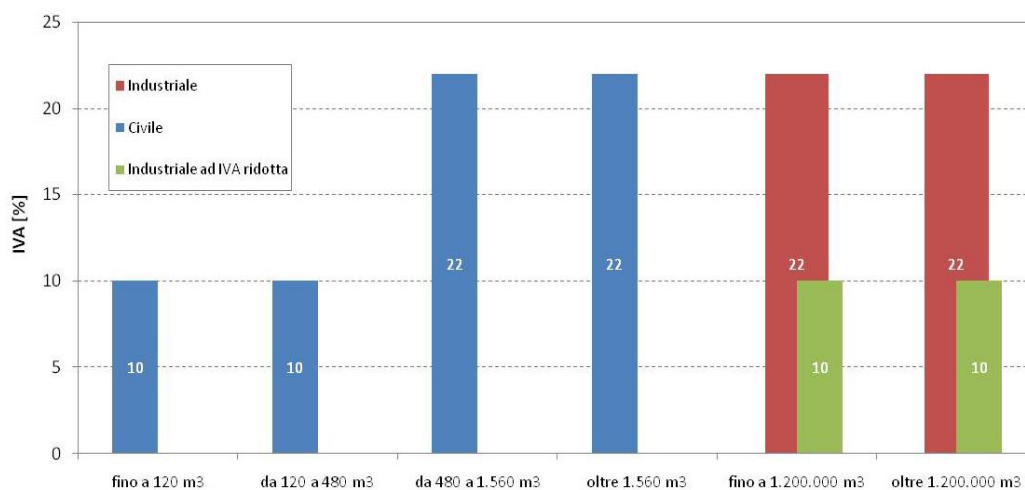


Figura 3. 16 Andamento dell' Imposta sul Valore Aggiunto al varia delle fasce di consumo e del tipo di uso, anno 2014, fonte AEEG.

Le fasce di consumo per uso Civile su cui l'IVA incide più pesantemente sono quelle con consumo oltre i 480 Sm³, tali fasce di utenze comprendono mediamente la maggior parte delle utenze domestiche di tipo uni-famigliare (utente domestico medio con consumo 1400 Sm³), le utenze domestiche di tipo condominiale e le restanti categorie, quali commerciale e servizi. Ad ogni modo in base ai dati riportati in precedenza si evidenzia come tali fasce di utenti siano preponderanti sia in termini di numerosità ma soprattutto in termini di volumi di NG consumato all'anno. Un discorso più complesso va fatto per gli usi industriali, in questo caso l'IVA è distinta a seconda del tipo di attività. L'IVA risulta ridotta per imprese estrattive, agricole e manifatturiere, mentre per le restanti attività la percentuale dell'imposta del valore aggiunto è del 22%. Nelle figure sottostanti si riportano rispettivamente gli andamenti delle rimanenti voci di imposta per usi civili ed industriali, al variare delle fasce di consumo, per la regione Lazio. Senza perdere di generalità si può affermare che in base ai dati presenti sul data base AEEG, anche nelle altre regioni l'andamento delle voci di imposta è del tutto analogo a quello del Lazio.

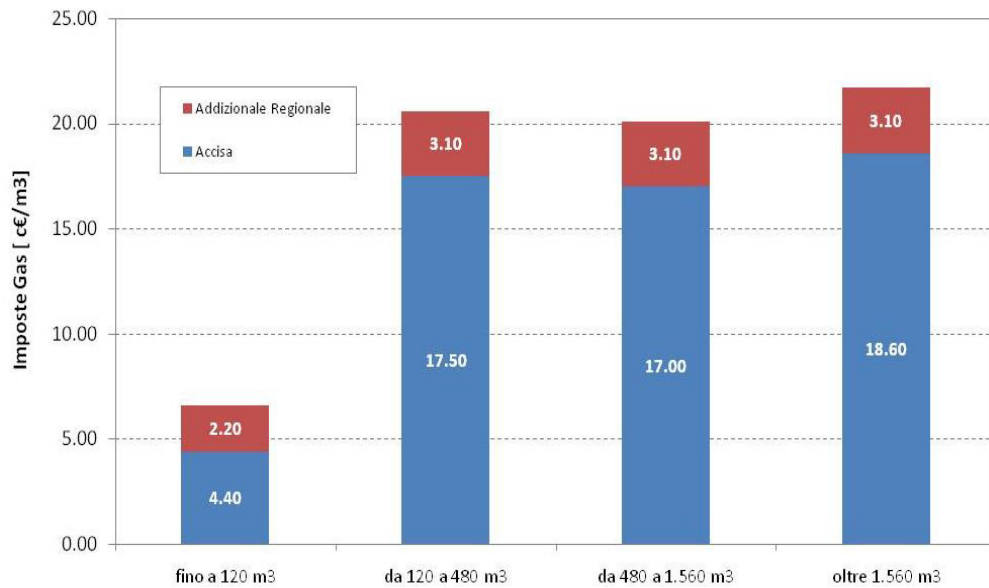


Figura 3. 17 Andamento dell'Addizionale Regionale e dell'Accisa per usi civili, anno 2014, Fonte AEEG

Si può osservare come le stesse imposte (al netto del IVA) risultano maggiori per quelle fasce di consumo medio-alte, comprendendo anche in questo caso le utenze più numerose nel settore civile. Analizzando le imposte per usi industriali, si nota come maggiore sgravio fiscale è destinato a consumatori di grande entità con consumi oltre 1.200.000 m³. In linea generale, spetta a tutto il settore industriale un livello di imposta molto ridotto rispetto agli usi civili.

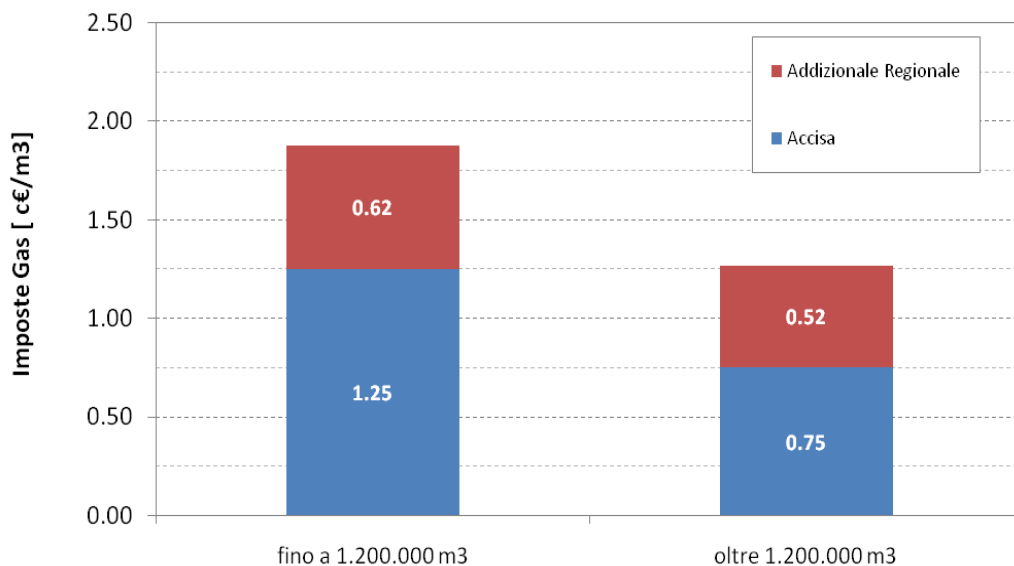


Figura 3. 18 Imposte settore industriale Fonte AEEG

3.2 Confronto area euro

Nel presente paragrafo viene presentata una sintesi degli andamenti del prezzo del gas in Europa. I dati fanno riferimento al lavoro svolto dall'università Bocconi: "I prezzi del gas naturale in Italia e in Europa Rapporto di sintesi- Research Report Series – ISSN 2036-1785.

3.2.1.1 Settore domestico e industriale

Nel lavoro citato, si ripropone un'analisi di dettaglio sugli andamenti dei prezzi per usi industriali e domestici nei diversi paesi. Fissando l'attenzione sul settore domestico, ciò che si può affermare è che il prezzo di vendita per kWh per utente domestico tipo risulta molto variabile nei diversi paesi, ad ogni modo a parità di fascia di consumo (20-200 GJ, ovvero: $524,9 \text{ Sm}^3 < C < 5249,3 \text{ Sm}^3$) il prezzo del consumatore domestico italiano risulta essere in linea con quelli europei, in particolare come è mostrato nella figura seguente, si nota come rispetto alla media europea, nel 2012 il prezzo per l'utente italiano sia leggermente superiore per le fasce di consumo maggiori di 20 GJ ($524,9 \text{ Sm}^3$).

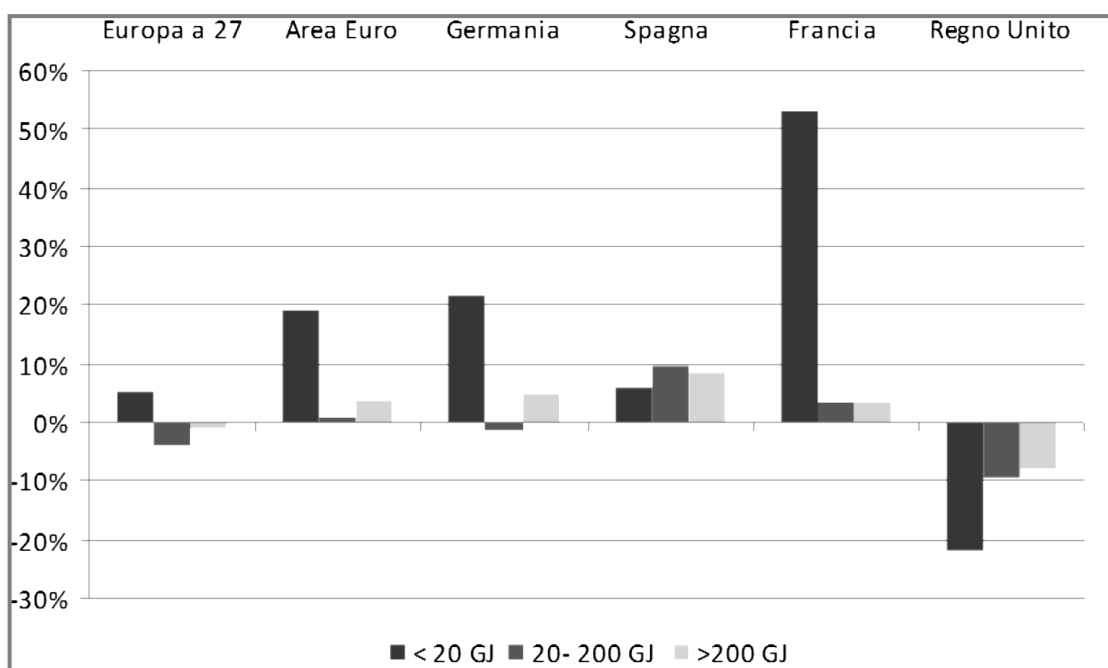


Figura 3. 19 Confronto prezzi paese europei e Italia, il gap positivo indica che nel nostro paese il prezzo (escluse le imposte) è più basso (56).

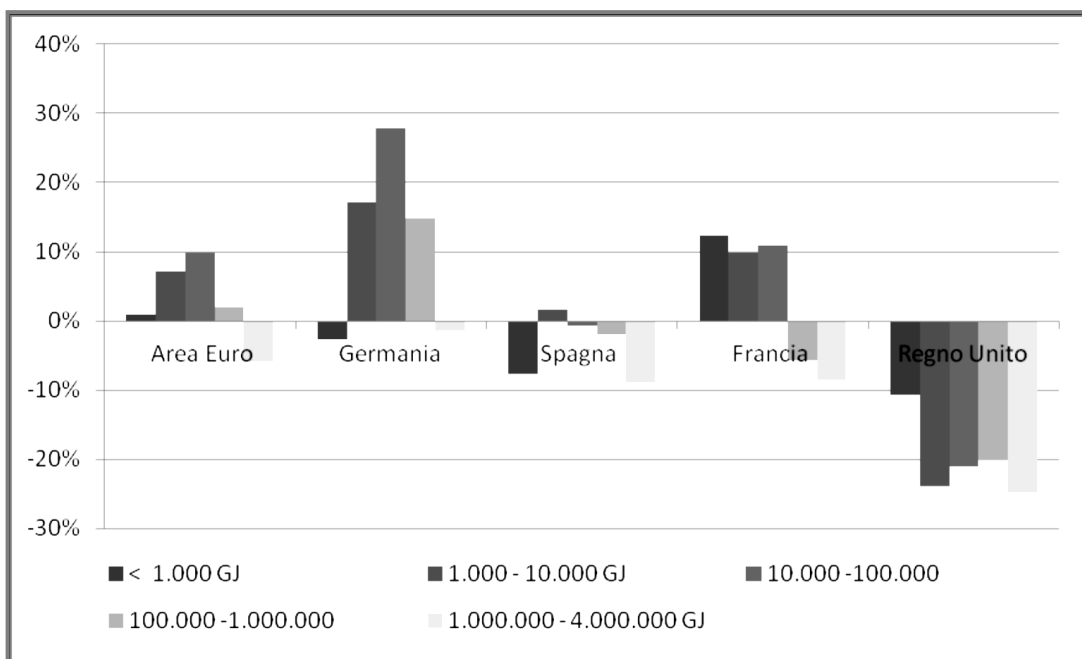


Figura 3. 20 Confronto prezzi (settore industriale) paesi europei e Italia, il gap positivo indica che nel nostro paese il prezzo (escluse le imposte) è più basso (56).

Nel dettaglio i prezzi italiani risultano maggiori rispetto a quelli inglesi, e mediamente inferiori rispetto ai restanti paesi dell'euro zona. Nel caso dei consumatori industriali, i prezzi italiani, sono mediamente allineati con quelli dell'eurozona. In particolare la Spagna, l'Inghilterra ed in parte la Francia hanno prezzi mediamente inferiori a quelli italiani.

4 Mercato dell'energia elettrica

Allo scopo di aver un quadro d'insieme su come la cogenerazione a metano possa inserirsi all'intero dei sistemi di generazione distribuita di energia, si è reso necessario investigare sull'attuale andamento del costo dell'energia elettrica, in particolare essendo la cogenerazione di piccola taglia indicata per gli usi civili, si è deciso di approfondire in questo capitolo un'analisi del mercato elettrico nel campo residenziale, soggetto al mercato di maggior tutela.

4.1 Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il mercato di maggior tutela

Nell'arco degli ultimi anni, il settore residenziale ha visto un aumento progressivo del costo del kWh prelevato dalla rete nazionale, in particolare, in base ai dati forniti da AEEG, si riscontra come dal 2007 al 2014 vi sia stato in forte incremento, per le utenze con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo medio annuo di 2700 kWh. Nel dettaglio i dati riportati di seguito evidenziano come in questo periodo temporale, il costo del kWh abbia subito un incremento del 24 %. Si nota in particolare come dal 2012 il prezzo finale dell'energia elettrica, abbia raggiunto un valor medio di 19.12 c€/kWh. Come si può notare, nel caso del kWh elettrico, la voce che incide maggiormente è legata all'approvvigionamento e all'energia, mentre le imposte incidono mediamente intorno al 13.5 %. Risulta in generale in aumento la voce relativa Oneri generali di Sistema. Entrando nello specifico delle diverse voci, si riporta di seguito i valori delle accise per le diverse utenze, e per i diversi consumi.

Tabella 4. 1 Accise, sul kWh elettrico, al variare delle utenze dato AEEG

Utenza	Fascia di Consumo [kWh]	Accisa [c€/kWh]
Civile	Qualsiasi	2.27
Altri Usi fino a 1,200,000 kWh/mese	Primi 200,000	1.25
	Dopo i primi 200,000	0.75
Altri usi oltre 1,200,000 kWh/mese	Primi 200,000	1.25
	Oltre i 200,000	0.75

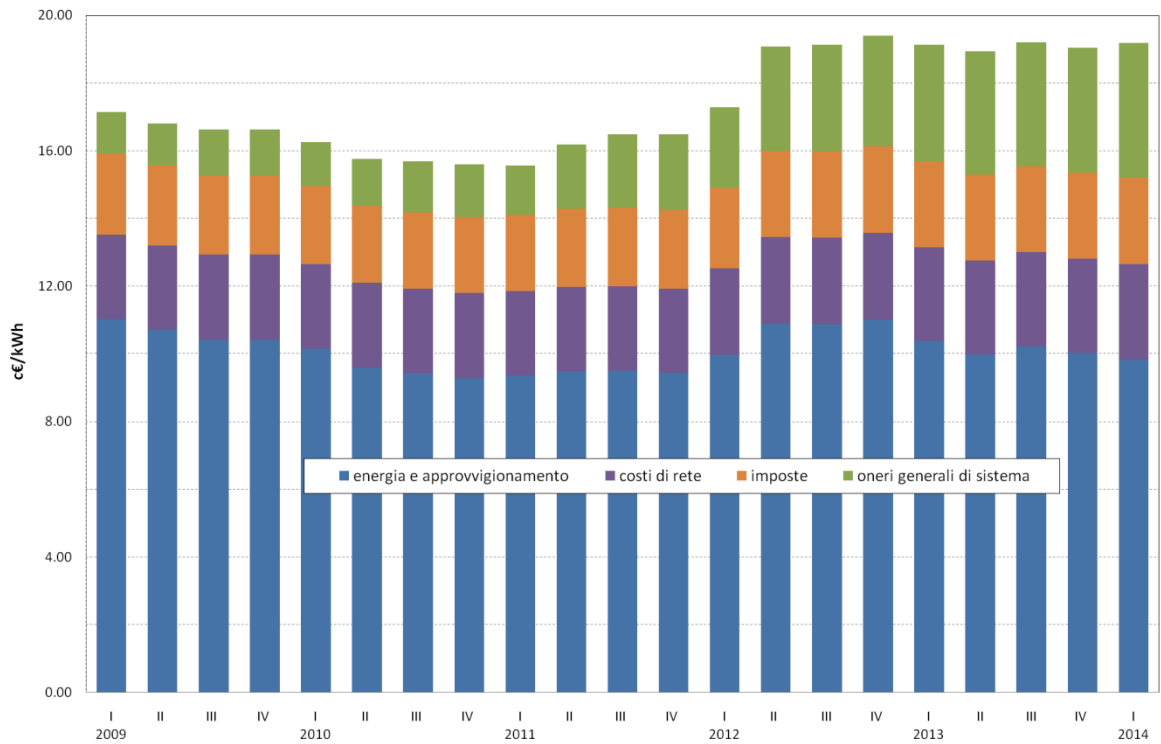


Figura 4. 1 Costo del kWh elettrico per utente domestica con potenza impegnata di 3 kW e consumo medio annuo di 2700 kWh, dato AEEG.

In questa ottica si riporta di seguito l'incidenza percentuale delle diverse voci di costo.

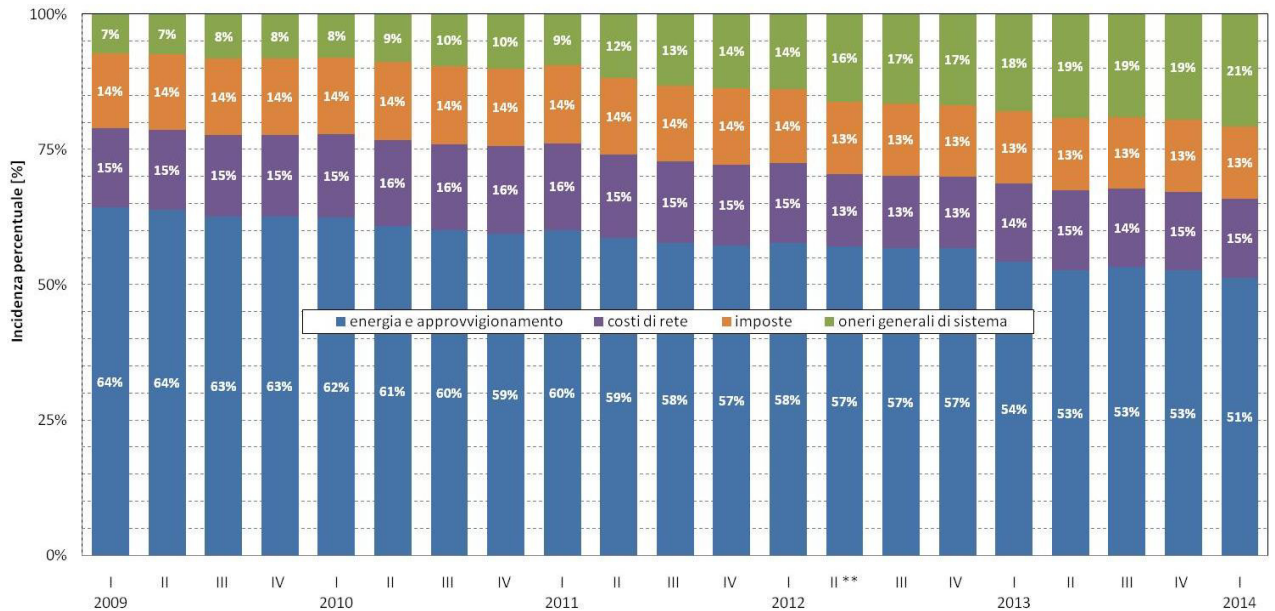


Figura 4. 2 Incidenza percentuale delle diverse voci di costo. Fonte AEEG

Si nota come, il valore delle accise risultano particolarmente influenti per gli utenti domestici, in cui tale voce di costo vale 2.27 c€/kWh. Per la categoria Altri Usi, l'accisa oscilla tra 1.25 e 0.75 c€/kWh.

Relativamente alla tassa sul valore aggiunto, rispetto all'approvvigionamento del gas naturale, si riscontra in questo caso come per l'uso domestico, l'IVA si attesti al 10%, mentre per gli usi non domestici, si distinguono di nuovo due categorie uno con IVA al 10% e una con IVA del 22%. Nella prima categoria ricadono:

- imprese estrattive;
- agricole e manifatturiere comprese le poligrafie, editoriali e simili;
- funzionamento degli impianti irrigui e di sollevamento e scolo delle acque da parte di Consorzi di bonifica e Consorzi di irrigazione.

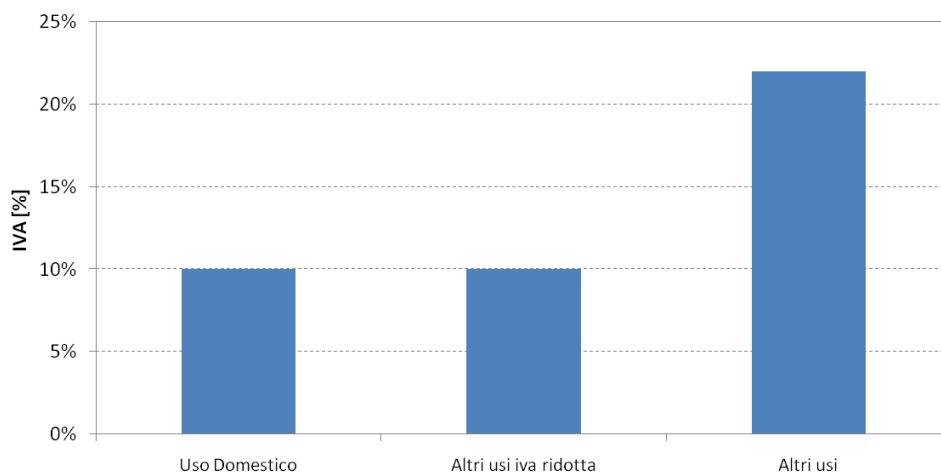


Figura 4. 3 Andamento dell'IVA al variare del tipo di utenza dato AEEG.

5 Inquadramento Normativo e Incentivante

5.1 Direttive europee, sviluppo normativo e della politica incentivante in Italia

In questo capitolo viene presentata un'analisi delle Direttive e Normativa Europee e Italiane, che interessano la diffusione della cogenerazione. La comunità europea in linea con i criteri di risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di GHG alla base agli accordi 2020, si è prefissata l'obiettivo di promuovere l'uso razionale dell'energia primaria, attraverso l'utilizzo di sistemi di cogenerazione ad alto rendimento. Tale obiettivo, viene per la prima volta evidenziato dalla Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE, tale documento definisce il concetto di Calore Utile, definito come il quantitativo di energia termica che un sistema cogenerativo produce per soddisfare un dato fabbisogno termico, che altrimenti sarebbe stato fornito mediante un sistema di produzione non cogenerativa. Lo stesso documento definisce per la prima volta il concetto di cogenerazione ad alto rendimento (CAR), infine definisce il termine di energia elettrica "qualificabile come cogenerativa" ovvero prodotta in contemporanea a quella termica (assetto cogenerativo della macchina).

In ambito nazionale, in linea con quanto esposto dalla Direttiva Europea sopra citata, il primo contributo verso l'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento, viene dal Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20. In questo documento, si delineano i nuovi criteri per l'attribuzione del CAR ad un sistema cogenerativo. Tale approccio si basa sul calcolo del risparmio di energia primaria, ovvero con la determinazione dell'indice Primary Energy Saving (PES). Lo stesso decreto introduce il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta da sistemi cogenerativi CAR (GOc). Tale certificazione permette ai produttori, di certificare che l'energia elettrica prodotta proviene da sistemi cogenerativi ad alto rendimento. Il decreto 8 febbraio 2007, n.20 unitamente alla Legge 23 luglio 2009, n. 99 definiscono un regime di sostegno dei sistemi CAR per un periodo non inferiore a 10 anni, in proporzione al risparmio di energia primaria e all'energia auto consumata in sito, durante un determinato periodo. In accordo con le normative precedentemente citata e con la direttiva europea n.2004/8/CE, con il DM 4 agosto 2011 e con il DM dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 vengono definiti i criteri per il riconoscimento di CAR, per il Calcolo della

quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa e le modalità di accesso al regime di sostegno da parte della cogenerazione ad alto rendimento. Ulteriori informazioni riguardo alla definizione del concetto del CAR e della politica incentivante sono riportate nelle Linee Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR Edizione n.1. Marzo 2012, emanate dal GSE.

Nel dettaglio vengono delineate, dal DM del 5 settembre 2011 le modalità di calcolo per l'attribuzione di Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi (CB)) da attribuire ai sistemi cogenerativi che soddisfano il requisito di CAR. L'intera di stima dell'energia elettrica da cogenerazione e la relativa attribuzione e dei CB viene ampiamente descritta nel documento Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) (55). Il rilascio CB è consentito, secondo il DM 28 Dicembre 2012, alle seguenti strutture:

- Imprese distributrici di energia elettrica e gas con un numero di clienti maggiore di 50.000, essendo tali soggetti obbligati;
- Imprese controllate dalle precedenti, in qualità di soggetti non obbligati;
- Imprese operanti nel settore energetico;
- Imprese o enti dotati di Energy Manager o di certificazione 50001.

I certificati bianchi rilasciati, possono essere utilizzati dai soggetti obbligati per assolvere l'obbligo imposto loro dal DM 20 luglio 2004. In alternativa per i soggetti non obbligati, possono essere oggetto di scambio e contrattazione. Gli stessi soggetti possono richiedere in alternativa il ritiro da parte del GSE dei Certificati Bianchi, con una conseguente valorizzazione economica (57).

5.2 Calcolo del PES e del numero di CB

In linea con l'inquadramento normativo sopra citato, al fine del riconoscimento della qualifica di CAR nel DM 4 agosto 2011, viene definita la grandezza rendimento globale (η_{glob}) dell'unità di cogenerazione:

$$\eta_{glob} = \frac{E + H_{CHP}}{F}$$

Dove E ed H_{CHP} sono rispettivamente l'energia elettrica e termica utile prodotte in modalità di cogenerazione nel periodo di riferimento (definito come anno solare 1 gennaio-31 dicembre). Mentre la grandezza F individua l'energia presente nel combustibile consumato dal sistema cogenerativo durante il periodo di riferimento. In linea generale, tale approccio richiede la contabilizzazione dell'energia termica ed elettrica prodotta durante tutto il periodo. Al fine di semplificare la procedura per taglie di cogeneratori ridotte, la normativa prevede che per i soli impianti di micro cogenerazione per il calcolo del rendimento globale possano essere utilizzati i valori dei rendimenti forniti dal produttore della macchina stessa. Si riporta di seguito l'identificazione del tipo di cogenerazione in funzione della taglia elettrica.

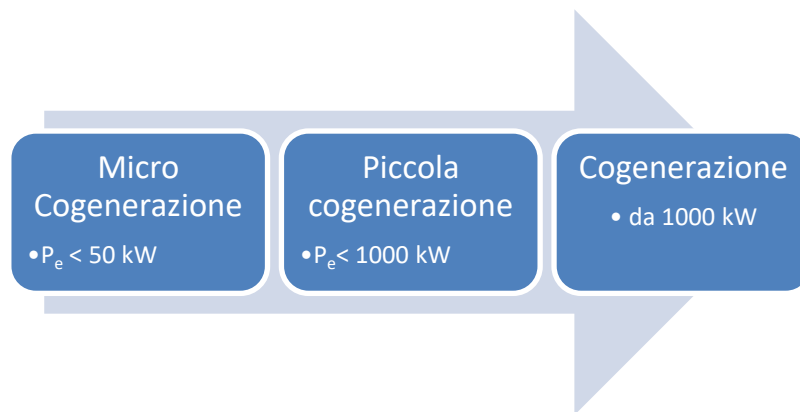


Figura 5. 1 Tipologie di impianti di cogenerazione secondo il DM 4 Agosto del 2011

Al variare dell'indice di rendimento globale η_{glob} , la normativa prevede la distinzione tra due possibili configurazioni. In particolare per i motori a combustione interna, nel caso in cui $\eta > 75\%$ l'energia prodotta è considerata tutta di tipo cogenerativo. Viceversa nel caso in cui $\eta < 75\%$ solo una quota parte di energia è considerata come cogenerativa. Focalizzando l'attenzione al caso in cui sia soddisfatto la soglia minima di rendimento globale, l'attribuzione della qualifica di CAR è associata a sistemi cogenerativi che rispettano una soglia minima di PES. In particolare le unità classificate come micro cogenerazione è necessario il PES sia

maggiore di zero. La relazione prevista dal DM 4 Agosto 2011 per la stima del PES è riportati di seguito.

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{REF H_{\eta}} + \frac{CHP E_{CHP}}{REF E_{\eta}}} \right) \bullet 100\%$$

$$CHP H_{\eta} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}}$$

$$CHP E_{\eta} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}}$$

Al fine di identificare i parametri che maggiormente governano il valore del PES, si è deciso di eseguire un'analisi parametrica, in cui sono state fatte variare volta per volta le seguenti grandezze:

- Percentuale di autoconsumo elettrico;
- Rendimento elettrico;
- Tipo di Combustibile.

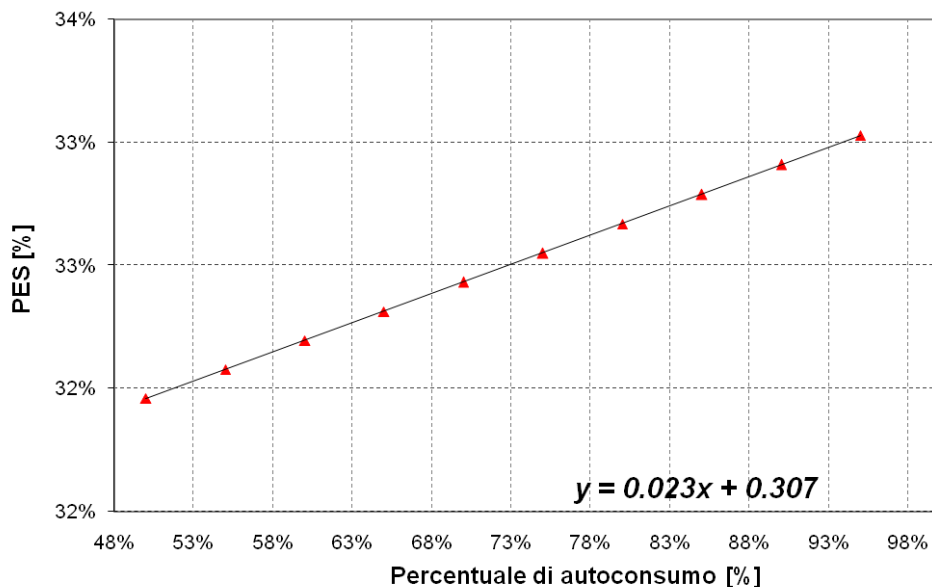


Figura 5. 2 Andamento del PES in funzione della percentuale di autoconsumo, per un cogeneratore alimentato a gas naturale con rendimento termico ed elettrico rispettivamente del 70%, 26%, installato nel Lazio.

In linea con quanto stabilito dalle normative, il risparmio di energia primaria PES, risulta essere direttamente proporzionale con la percentuale di autoconsumo elettrico. Questo approccio comporta un incentivo alla realizzazione di impianti destinati ad un autoconsumo elettrico. A tale fine risulta quindi indispensabile un'attenta fase preliminare di progettazione in cui è richiesto un audit energetico dell'edificio in modo tale da tarare opportunamente la taglia del cogeneratore, evitando inutili sovradimensionamenti. Successivamente si è analizzato come il rendimento elettrico influisca sul PES, anche in questo caso si nota un legame di tipo lineare. Si può osservare tuttavia, come il rendimento elettrico influisca maggiormente sulla variazione del PES, rispetto alla percentuale di autoconsumo.

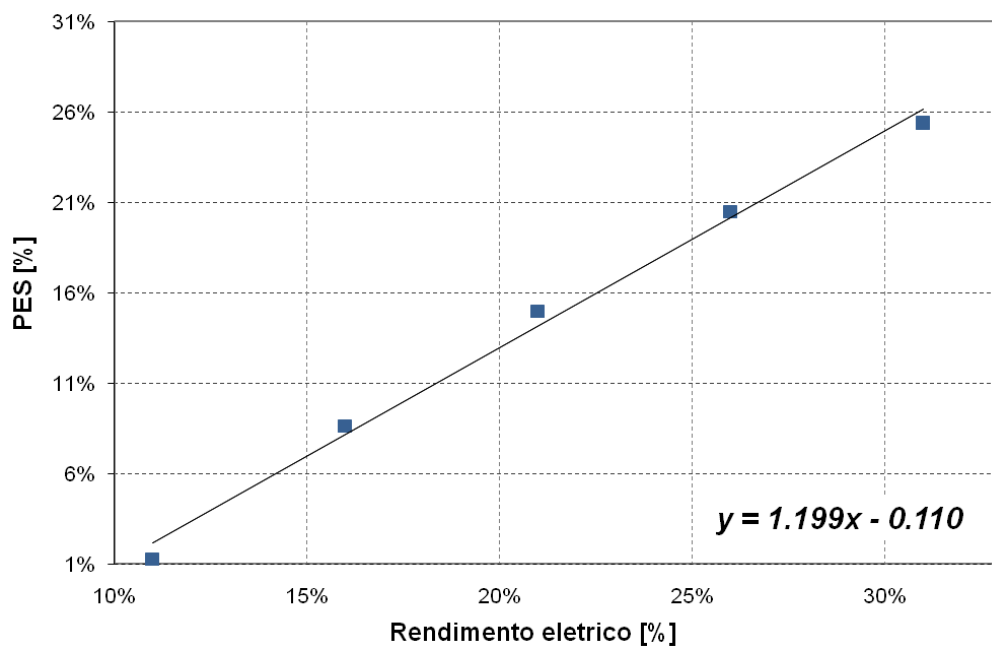


Figura 5. 3 Andamento del PES in funzione del rendimento elettrico, avendo fissato un rendimento globale del 75%, per un'installazione a combustione interna alimentata a gas naturale, situata nel Lazio.

Infine è stato interessante valutare come al variare di combustibile possa mutare il valore del PES, a parità di altre condizioni. Si nota nella figura seguente come l'utilizzo di combustibili meno pregiati (come Gas di Processo o derivati come BioGas), portino ad un valore maggiore del PES. Questo aspetto è coerente con l'approccio di valorizzazione e uso razionale dell'energia primaria.

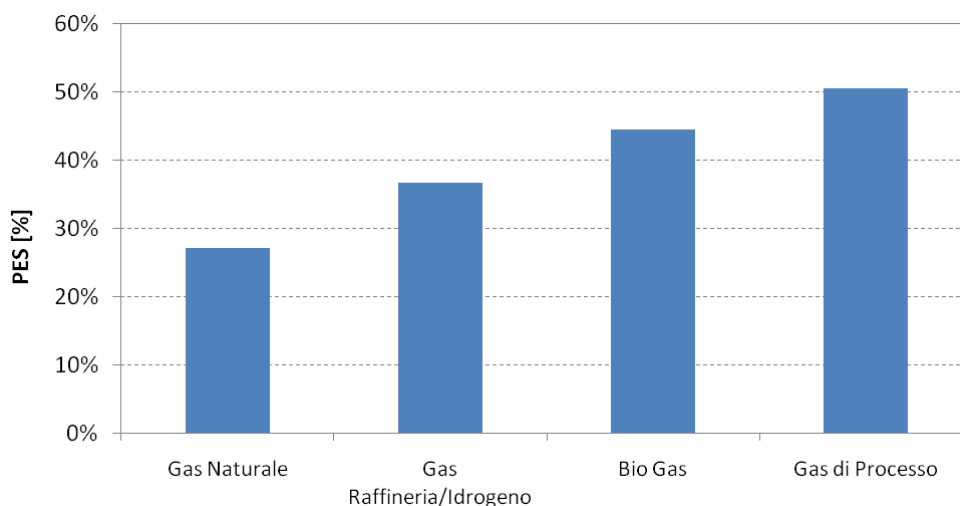


Figura 5. 4 Andamento del PES al variare del tipo di combustibile gassoso utilizzato, per un installazione con rendimento termico ed elettrico rispettivamente del 50% e del 30%, situata nel Lazio.

Il Gas Naturale, a parità di altre condizioni, mostra un valore del PES minore, questo è in dovuto al fatto che tale risorsa risulta essere più pregiata rispetto alle altre, e quindi ad essa compete un risparmio di energia primaria inferiore.

Al fine di definire l'incentivo economico da attribuire ad un sistema di cogenerazione CAR, il quadro normativo ha definito l'indice Risp che rappresenta energia risparmiata in un anno. In funzione del valore di tale indice, vengono assegnati i relativi Titoli di Efficienza Energetica (CB), i quali sono caratterizzati da uno specifico mercato. L'attuale sistema incentivante prevede il riconoscimento dei certificati bianchi per almeno 10 anni, con l'obbligo che il sistema verifichi per ogni anno di incentivo la condizione di CAR. Un parametro fondamentale, che influisce su quantitativo di energia risparmiata e quindi sui relativi CB assegnati al sistema cogenerativo, sono essenzialmente le ore di funzionamento annuo, come evidenziato di seguito. Il contributo economico che il quadro incentivante tende ad attribuire all'impianto, è direttamente proporzionale all'indice Risp e alla quotazione dei CB. Si riporta di seguito l'andamento del Risp. e l'incentivo annuo che compete ad un sistema di micro-cogenerazione con taglia elettrica pari a 5 kW e 13 kW termici, alimentato a gas naturale e installato nel Lazio.

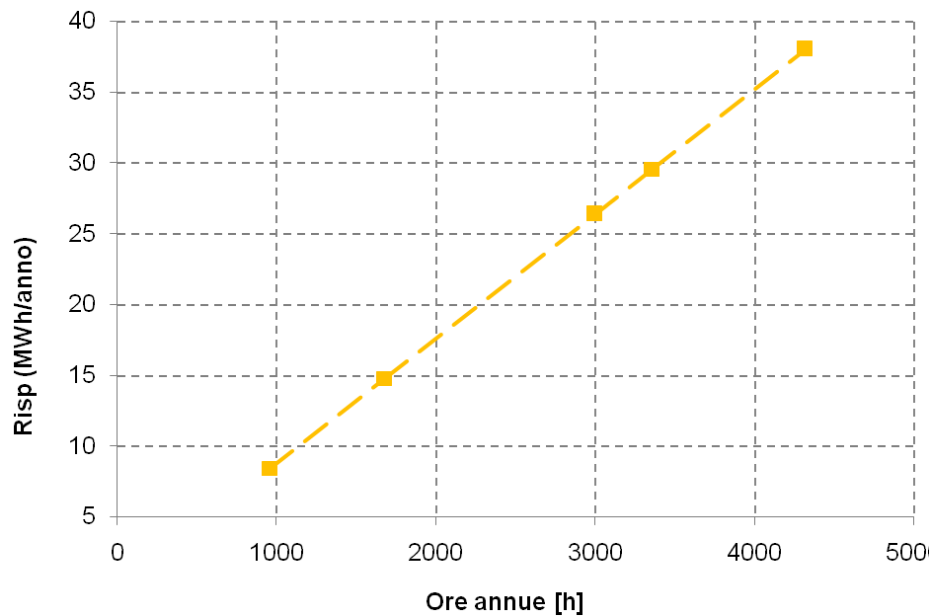


Figura 5. 5 Andamento dell'indice Risp, per un impianto di micro-cogenerazione con potenza elettrica pari a 5 kW e termica di 13 kW, al variare delle ore annue di funzionamento.

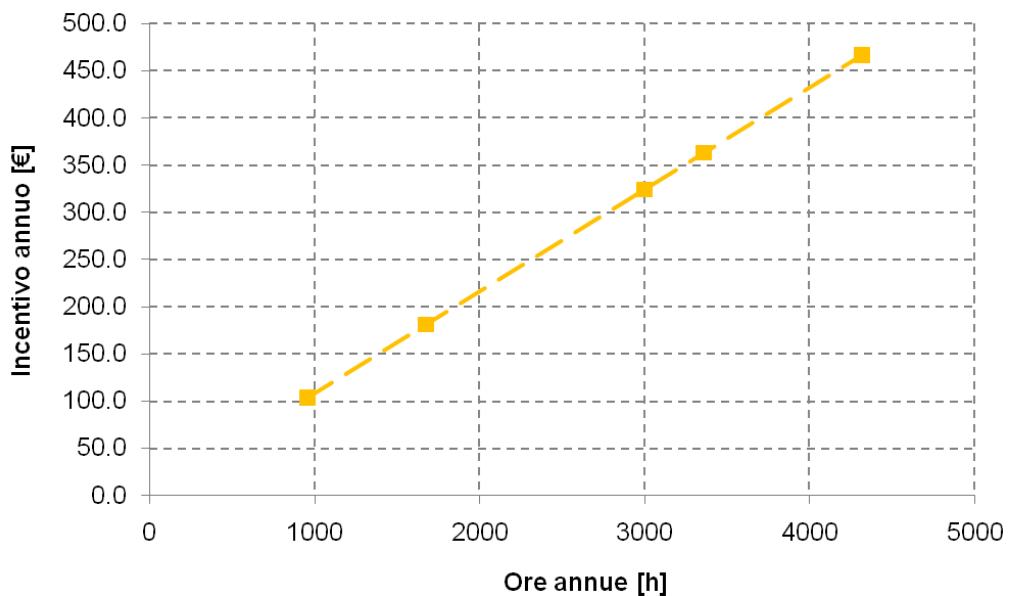


Figura 5. 6 Andamento del contributo incentivante annuo per per un impianto di micro-cogenerazione con potenza elettrica pari a 5 kW e termica di 13 kW, al variare delle ore annue di funzionamento.

Coerentemente con quanto sopra esposto, è evidente come un adeguato dimensionamento della taglia dell'impianto possa portare ad un numero annuo di ore di lavoro adeguato per massimizzare l'importo dell'incentivo. In altre parole al fine di ottenere un beneficio maggiore dal sistema incentivante, è necessario dimensionare l'impianto in modo tale da garantire un numero di ore di lavoro minimo.

6 Analisi sperimentale, ambientale ed economica di un micro-cogeneratore a condensazione

6.1 Premessa

Le premesse esposte nel capitolo sullo stato dell'arte e successivamente confermate nel capitolo relativo all'incentivazione della cogenerazione, evidenziano come tale soluzione di generazione distribuita di energia termica ed elettrica, rappresenti indubbiamente uno dei migliori sistemi di conversione di energia per ridurre il fabbisogno energetico e abbattere le emissioni di GHG. In particolare, il mercato offre da alcuni anni soluzioni ideali anche per la piccola scala, ovvero soluzioni di micro-cogenerazione (μ CHP). Data l'ampia diffusione della rete di distribuzione del NG, è evidente che soluzioni cogenerative che utilizzino tale fonte energetica possono avere una diffusione ampia anche in capo residenziale. Parallelamente, grazie alla spinta nella ricerca di nuovi combustibili a minor impatto ambientale, le miscele di idrometano (H_2NG) possono a tutti gli effetti



contribuire all'abbattimento di alcune emissioni nocive come la CO_2 , uno dei maggiori responsabili dell'effetto serra. In base a



tali premesse, si è indirizzato il presente lavoro sull'indagine sperimentale di un sistema di cogenerazione di piccola taglia, alimentato alternativamente sia a NG, sia a H_2NG . La

sperimentazione è stata condotta su un micro-cogeneratore a combustione interna (μ CHP) in grado di recuperare sia calore sensibile sia calore latente dai gas combusti.

La sperimentazione è stata realizzata all'interno del laboratorio universitario, realizzato del Centro Sportivo Universitario (CUS) a Roma. Il laboratorio in esame è stato realizzato per attività di ricerca applicata nell'ambito della generazione distribuita. In particolare in esso, al momento della realizzazione del lavoro descritto di seguito, era presente un sistema



di produzione di idrogeno composto da un elettrolizzatore, alimentato mediante la rete

elettrica o mediante energia rinnovabile proveniente da un impianto fotovoltaico installato all'interno del centro universitario. Al fine di sperimentare l'utilizzo dell'idrogeno in campo cogenerativo, sono presenti due sistemi di cogenerazione di cui uno con potenza elettrica nominale pari a 65 kW e un secondo cogeneratore per applicazioni di tipo residenziale con taglia elettrica pari a 5 kW. La prima macchina è connessa al sistema di produzione di acqua calda sanitaria del centro sportivo. La seconda macchina, tipo prototipale, è stata installata all'interno di una sezione dedicata.

6.2 Descrizione prototipo e apparato sperimentale

Il prototipo su cui è stata svolta la sperimentazione, è stato realizzato dalla Baltur, ed è caratterizzato da una potenza elettrica nominale di 5 kW_{el}.

Al fine di testare il prototipo sotto diverse condizioni di carico termico, si è prevista l'installazione di un dissipatore di calore aria/acqua regolato mediante tecnologia ad inverter. Il sistema di regolazione è in grado di modulare la potenza dissipata in base alla temperatura del fluido termo vettore che circola all'interno del circuito utente. Una sintesi dell'apparato sperimentale è riportato di seguito.

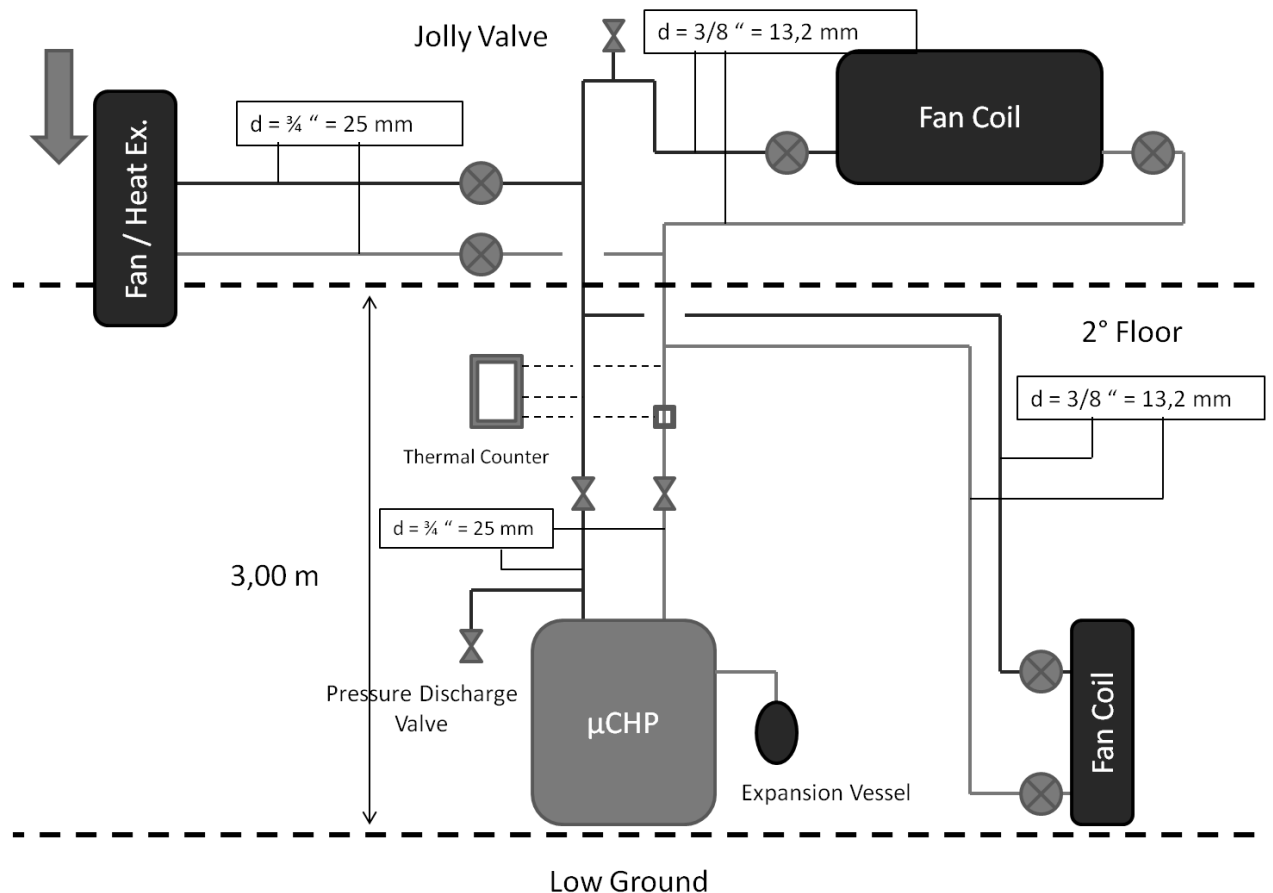


Figura 6. 1 Apparato sperimentale (58).

L'intero sistema è stato opportunamente strumentato in modo tale da avere il controllo e il monitoraggio delle principali grandezze termodinamiche. Nel dettaglio sono stati predisposti termometri a bulbo sia sul lato di mandata sia sul lato di ritorno del CHP. Al fine di avere una

ridondanza di dati, è stata prevista l'installazione sul lato di ritorno di un contatermie con misuratore di portata ad ultrasuoni, con sonde di temperatura poste su entrambi i rami del circuito utente. Al fine di proteggere la macchina da variazioni improvvise di pressione, è stato installato un opportuno vaso di espansione di tipo chiuso. L'aspirazione del comburente avviene direttamente in ambiente interno, mentre l'espulsione dei gas esausti è realizzata attraverso un'apposita tubazione in collegamento con l'esterno.

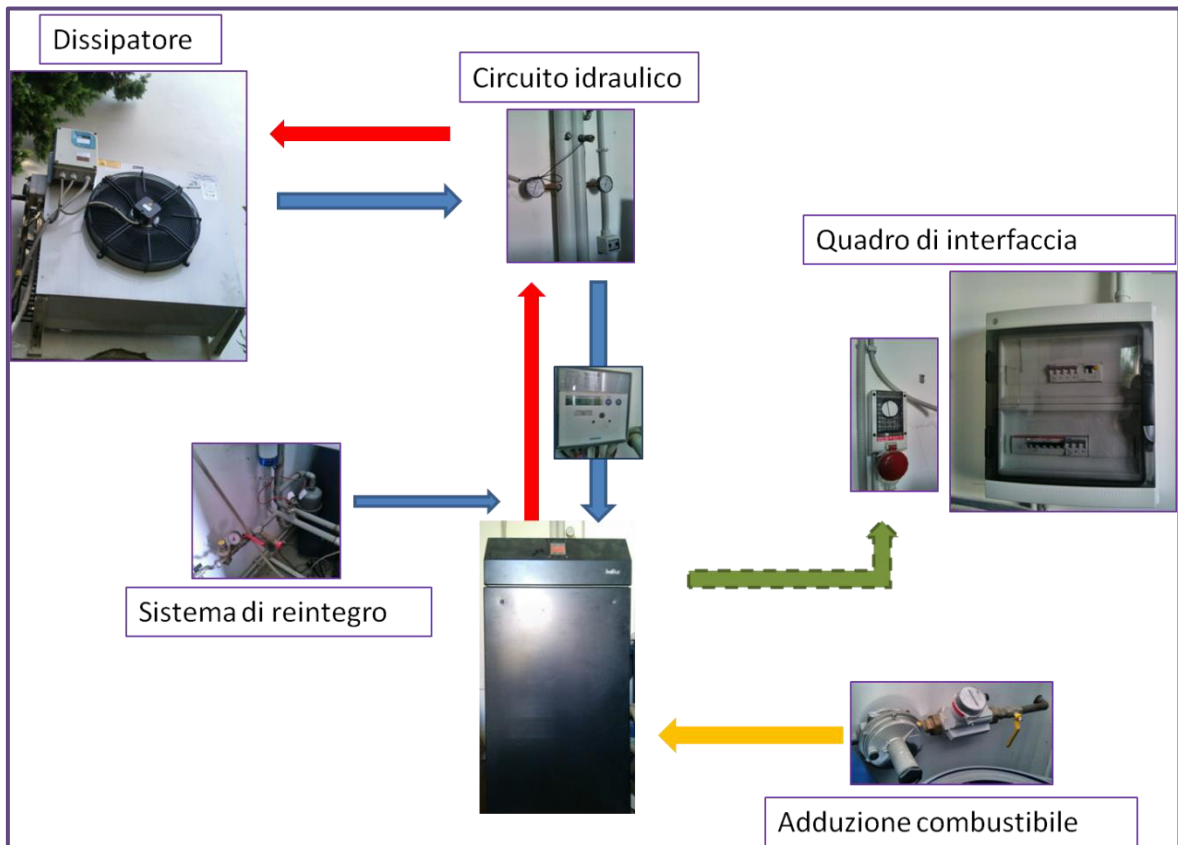


Figura 6. 2 Componenti dell'apparato di sperimentazione

Il motore è un monocilindrico operante in condizioni stechiometriche. Tale tipo di carburazione è necessaria in quanto la macchina ai fini del rispetto dei limiti di emissioni ambientali è dotata di catalizzatore a tre vie con sonda lambda. Si riporta di seguito lo schema funzionale del sistema di recupero di calore. Si nota come il jacket del motore e il generatore elettrico siano opportunamente refrigerati mediante un circuito ad olio diatermico. Il calore sottratto, dal circuito di refrigerazione è trasferito al circuito idraulico utilizzatore mediante uno scambiatore di calore a piastre. Il fluido del circuito utilizzatore, all'uscita dallo scambiatore a piastre viene convogliato, mediante circuito idraulico interno, all'interno di un secondo scambiatore, del tubo aria/acqua. In questa sede, il liquido assorbe calore dai gas

combusti provenienti dal catalizzatore. All'interno di tale scambiatore, il vapore acqueo presente nei gas combusti, condensa progressivamente. In questo modo il circuito utilizzatore assorbe sia il calore sensibile sia quello latente.

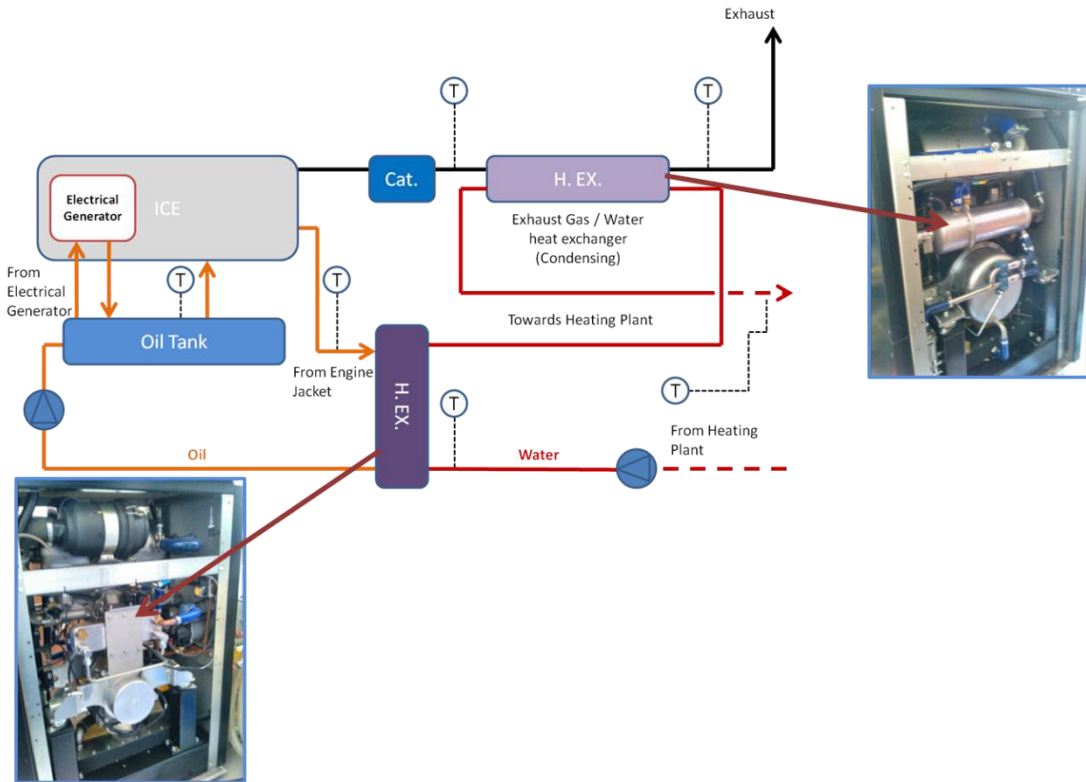


Figura 6. 3 Sistema di recupero di calore interno del CHP

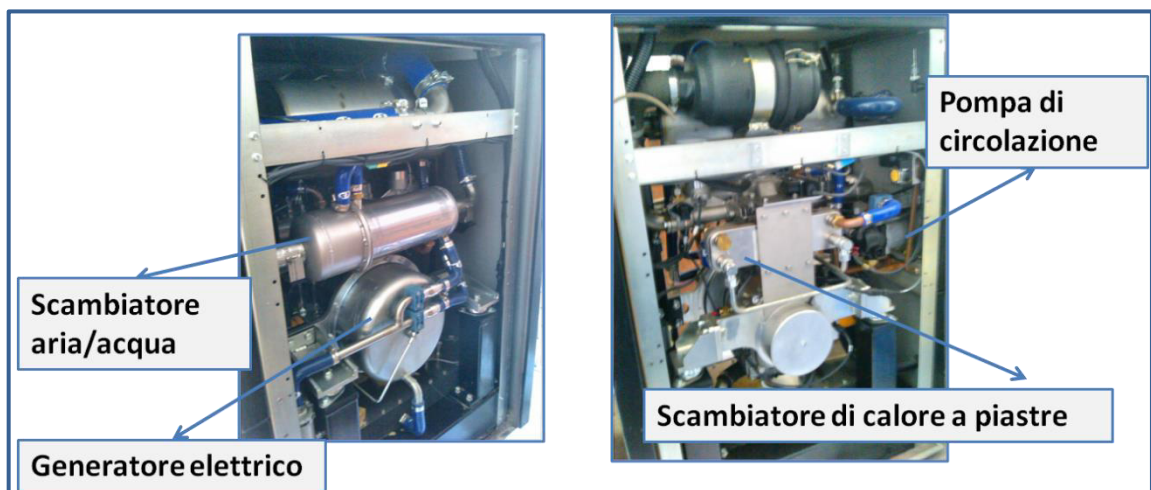


Figura 6. 4 Vista interna cogeneratore

La strumentazione interna permette di monitorare varie sezioni del sistema di recupero, in particolare fornisce le temperature dei gas all'entrata dello scambiatore aria/acqua e all'uscita. Tali grandezze sono state successivamente utilizzate ai fini dell'indagine

sull'efficienza di condensazione, al variare delle miscele di combustibile. Nella **Errore**. L'origine riferimento non è stata trovata. sono riportate le specifiche del motore cogenerativo.

Tabella 6. 1 Scheda tecnica gruppo di micro cogenerazione.

CHP Data Sheat	
Displacement	499 cm ³
Number of cilindrs	1
Cycle	Four strokes
Compression Ratio	10
Rotational Speed	1,500-2,100 rpm
Methane Number Required	> 80
Feeding system	electronic injection
Rated electrical power	0.5 – 5 kW
Rated thermal power	5 – 15 kW
Thermal power from Fuel	19.2 kW
Electrical Efficiency	26 %
Heat Recovery Efficiency	76 %
First law efficiency	102 %
Temperatura max mandata	70 °C
Temperatura max ritorno	60 °C
Water Flow rate	670 liters/h
Oil tank volume	25 liters
Electrical Generator	
Output Voltage	300 – 470 V ac
Frequency	120 – 190 Hz
Rated electrical power	6 kW

Peak electrical power	9 kW
Efficiency	97 %
Estimated Life time	50,000 h
Planned preventative maintenance	2,500 h
AC Converter	
Output Voltage 3+N	400 V ac
Frequency	50 Hz
Efficiency	96 %
Rated electrical power	5 kW
Peak electrical power	8 kW

Tabella 6. 2 Data Scheet strumenti di misura

Static Heat Meter (Siemens UH 506-101a)	
Temperature range	5- 130 °C
Temperature difference range $\Delta\theta$	3-120 K
Response Threshold for ΔT	0.2 K
T measurement error	$(0.5 + \Delta\theta_{\min}/\Delta\theta)\%$, max 1.5% at $\Delta\theta$ 3 K
Nominal Flow rate (m ³ /h)	0.6
Flow rate metering accuracy	$\pm 1\%$ (relative error)
On board wattmeter	
Electrical power range	0-10 kW
Relative error	$\pm 1.5\%$
Bronkhorst thermal mass flow meter and control	
Range measurement	0-1.5 Nm ³ /h
Accuracy	$\pm 0.5\%$ RD plus $\pm 0.1\%$ FS
Bronkhorst thermal mass flow meter	
Range measurement	0-20 Nm ³ /h

Accuracy	$\pm 0.5\%$ RD plus $\pm 0.1\%$ FS
PT100 High temperature	
Temperature range	-60 +600 °C
T measurement error	± 0.3 °C @ 0 °C
PT100 Low temperature	
Temperature range	-30 +200 °C
T measurement error	± 0.15 °C @ 0 °C

Le limitazioni principali del micro-cogeneratore oggetto della sperimentazione sono:

- ✓ impossibilità di modificare il sistema di iniezione del carburante;
- ✓ impossibilità di variare il numero di giri della pompa di circolazione.

Questi due aspetti non hanno permesso di eseguire modifiche nel il sistema di alimentazione del motore, ne alle portate del circuito utente. La sperimentazione condotta ha avuto come oggetto l'analisi delle efficienze del un prototipo di cogeneratore a condensazione, sotto diverse condizioni di lavoro. La finalità ultima è stata quella di valutare le potenzialità energetiche, ambientali ed economiche di un simile sistema ai fini di una possibile applicazione in un contesto di mini distretto residenziale. Parallelamente, si è ritenuto opportuno valutare gli effetti indotti dell'arricchimento di idrogeno della miscela di alimentazione. Questo aspetto di sperimentazione è legato alla possibilità di utilizzo di un combustibile caratterizzato teoricamente da elevate potenzialità ai fini dell'abbattimento delle emissioni di CO₂. In questo lavoro quindi si è ritenuto opportuno valutare, come un sistema di cogenerazione di tipo tradizionale possa reagire alla variazione di miscela, in condizioni di regolazione base senza la modifica di nessun componente. A tale scopo si è deciso di alimentare il CHP sia con il gas naturale (NG) sia in un secondo momento con miscela di idrometano (H₂NG). In entrambi i casi in condizioni stechiometriche. Poiché tale motore richiede un numero minimo di metano maggiore di 80 (MN 80 significa miscela equivalente 80% NG 20% H₂), si è scelta una miscela di N.G. con il 15% in volume di H₂ in modo tale da evitare di far lavorare il motore in condizioni limite.

Il dissipatore di calore allacciato al circuito idraulico, ha permesso di simulare differenti carichi termici, specifici per un'utenza residenziale. Nel dettaglio, la ventola del dissipatore è regolata nella sua rotazione da un sistema di controllo inverter, grazie al quale viene modulato il quantitativo di calore da smaltire. Un'opportuna sonda di temperatura, collegata al sistema di controllo ad inverter, è installata sul ramo del circuito idraulico di ritorno al CHP. In questo modo, l'inverter regola il numero di giri della ventola e quindi il carico termico dissipato. La curva di dissipazione, di default presente nel sistema di controllo è del tipo descritto di seguito. Il primo gradino indica il range di temperatura in cui il dissipatore non entra in funzione, superato tale soglia, l'inverter modula la potenza dissipata proporzionalmente all'aumentare della temperatura. L'ultimo gradino corrisponde alla potenza nominale.

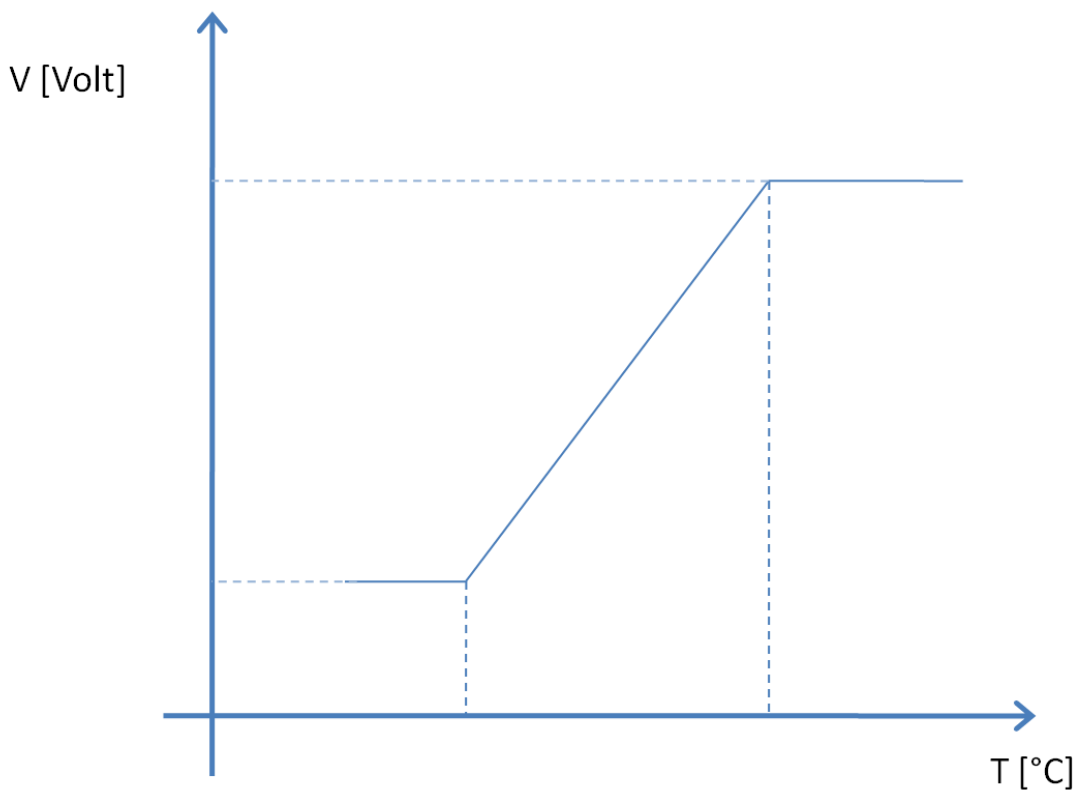


Figura 6. 5 Curva di regolazione del dissipatore.

La curva di regolazione è stata opportunamente variata nell'arco della sperimentazione al fine di simulare sia carichi ad alta temperatura ($T=50\div 60^{\circ}\text{C}$), sia carichi a bassa temperatura ($T=30\div 40^{\circ}\text{C}$).

6.3 Misure preliminari

La fase preliminare della sperimentazione è stata incentrata sull'analisi energetica di tipo spannometrico, in cui si è testato il cogeneratore sotto diversi punti di vista e in differenti condizioni di lavoro, al fine di avere un primo screening sulle potenzialità del sistema e sui parametri che principalmente ne influenzano le efficienze energetiche. Simili misure sono state condotte sia per l'alimentazione a NG sia per alimentazione a H2NG.

6.3.1 Alimentazione a metano

In prima istanza, si è ritenuto opportuno valutare la variazione delle potenze sia termiche sia elettriche al variare della temperatura di ritorno del fluido vettore lato entente. Una simile indagine ha permesso di stimare il range di temperatura ottimale, al fine di massimizzare la potenza termica estratta. Inoltre ha permesso di valutare l'eventuale influenza della temperatura di ritorno sulla generazione elettrica. Infine l'analisi globale dell'andamento delle potenze, ha permesso di costruire delle preliminari mappe di funzionamento del sistema, dato fondamentale per valutarne le potenzialità e le possibili applicazioni. Al fine di avere una visione generale sul comportamento del μ CHP si è deciso di testare il motore in condizioni di carico parziale, carico nominale e carico intermedio, ovvero rispettivamente a 1850 RPM, 2150 RPM e 2050 RPM.

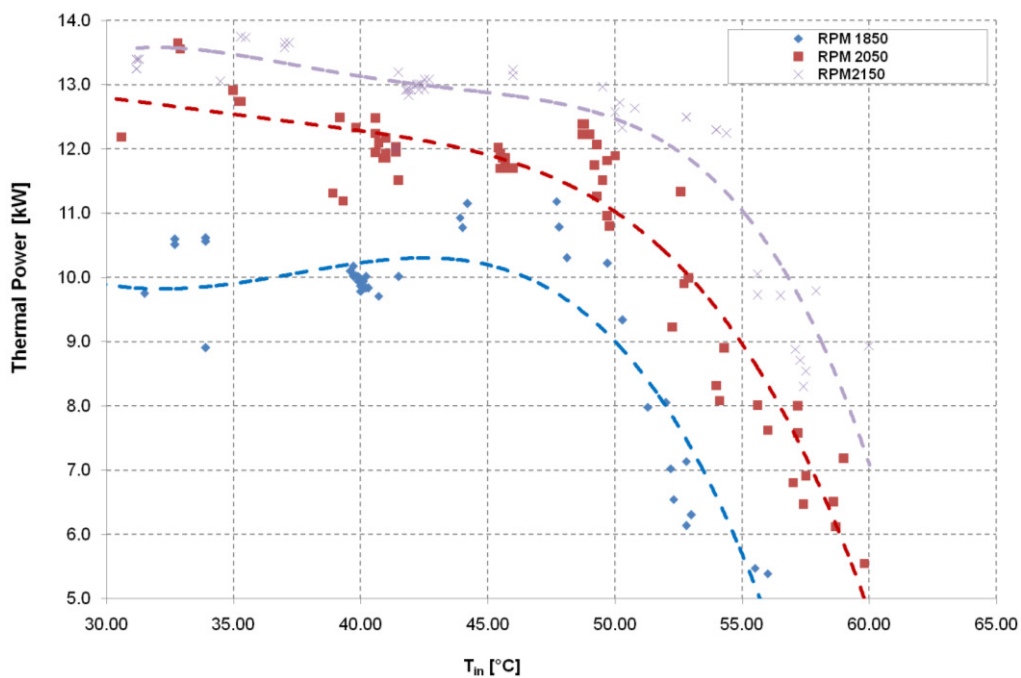


Figura 6. 6 Curve di potenza del CHP al variare della Temperatura di ritorno del circuito utente

L'analisi della potenza termica resa, è stata condotta fissando mediante il sistema di controllo, la potenza elettrica prodotta dal CHP e variando il carico termico richiesto dal lato utente. Nel dettaglio, grazie al sistema di dissipazione costituito dal dissipatore termico è stato possibile simulare differenti carichi termici richiesti dall'utente con conseguente regolazione della temperatura di ritorno al CHP. Come si può osservare nella figura corrispondente, la potenza termica varia sensibilmente al variare delle condizioni di lavoro (ovvero al variare della temperatura di ritorno). Nello specifico si può osservare una prima fase in cui la variazione di potenza in funzione della variazione di temperatura è modesta. Questo aspetto è maggiormente evidenziato nella figura sottostante, dove è riportato uno zoom nel caso di temperature dell'acqua di ritorno compresa tra 30 °C e i 50 °C.

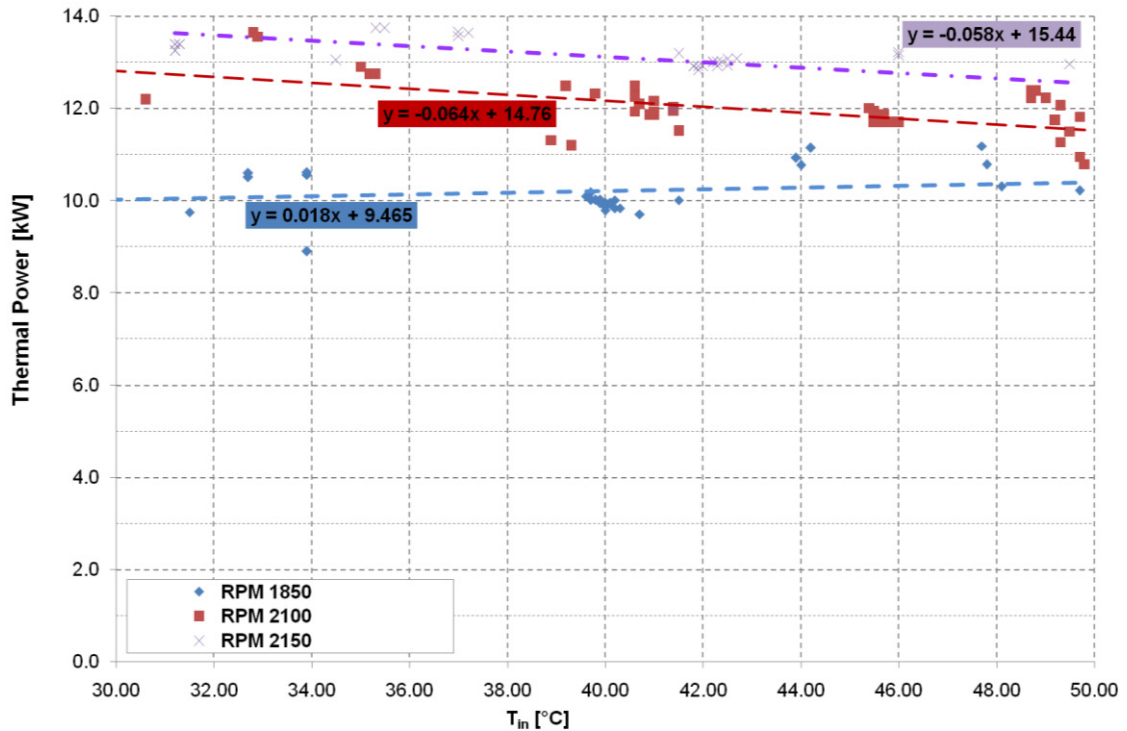


Figura 6. 7 Andamento della potenza tra i 30°C e i 50 °C dell'acqua di ritorno al CHP.

Come si può notare, in tutti e tre i regimi di lavoro del CHP, l'andamento della potenza risulta essere lievemente influenzata dalla temperatura, questo aspetto è confermato dai ridotti coefficienti angolari (Θ) delle rette di interpolazione. Il valore di Θ risulta compreso tra -0.058 e 0.018 . Un simile andamento è giustificato dal fatto che in questo range di temperature di lavoro, il sistema di recupero di calore è in grado di recuperare sia il calore sensibile sia buona parte del calore di condensazione del vapore acqueo presente nei gas combusti. In conseguenza di ciò l'incremento di temperatura non produce un decadimento consistente delle potenze. In termini percentuali, dai dati preliminari campionati è risultato come il passaggio tra i 30°C e i 50 °C, sono state riscontrate le variazioni percentuali mostrate di seguito.

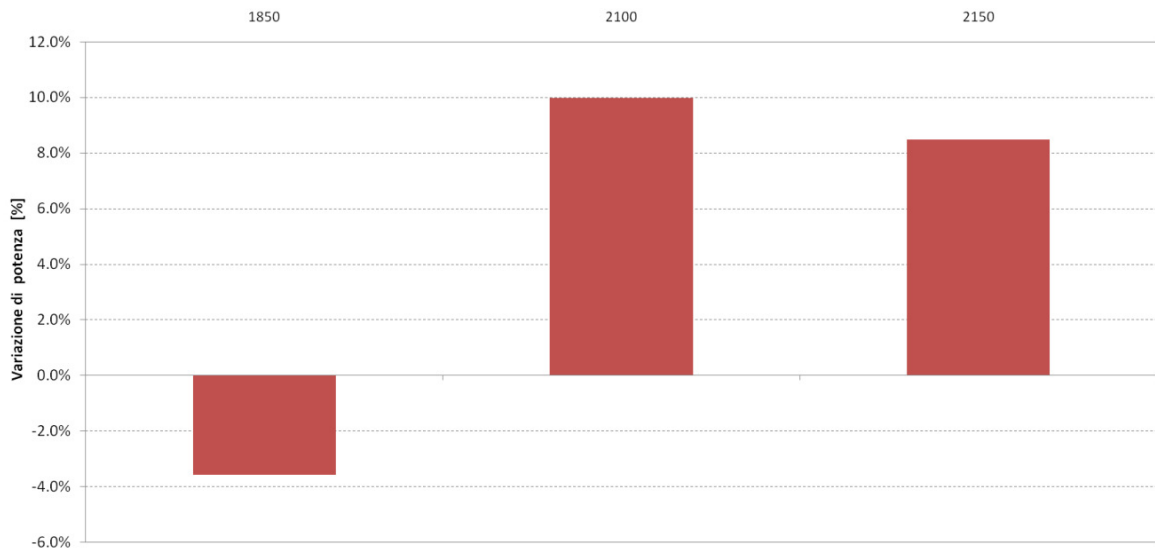


Figura 6. 8 Variazioni percentuali riscontrate tra i 30°C e i 50 °C dell'acqua di ritorno al CHP.

In definitiva, definendo decadimento di potenza ($\Pi = \frac{\Delta P}{\Delta T}$) il rapporto tra la variazione di potenza e la relativa variazione di temperatura, sono stati riscontrati i seguenti valori del decadimento per i tre regimi di funzionamento.

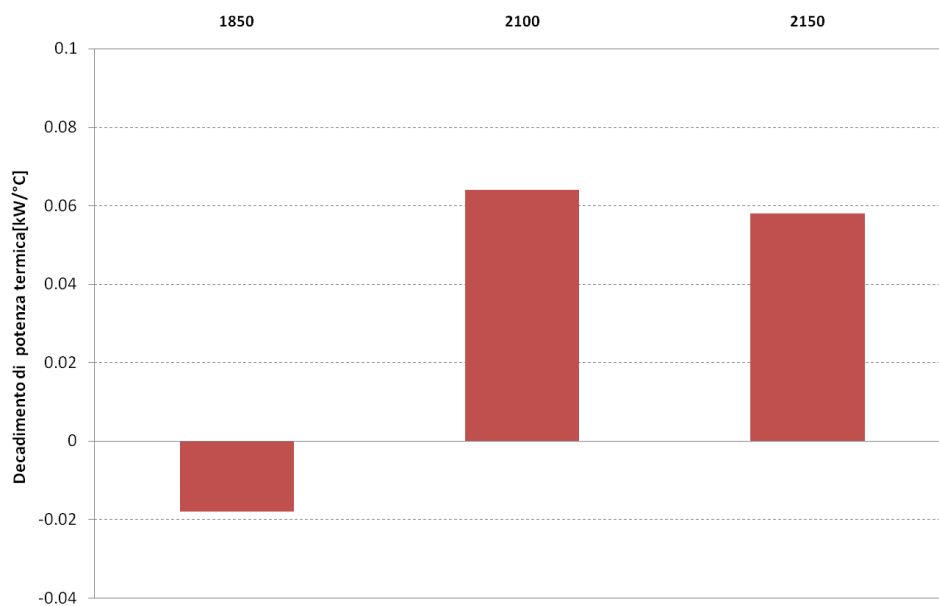


Figura 6. 9 Decadimento di potenza tra i 30°C e i 50 °C della temperatura di ritorno.

Superata una temperatura di soglia di 50 °C, il decadimento della potenza termica resa, risulta particolarmente influenzato dall'aumento delle temperature, in questa fase si riscontra come le rette interpolanti i dati sperimentali risultino maggiormente inclinate. Le tre curve sono tra loro coerenti in quanto risultano solamente traslate lungo l'asse delle potenze.

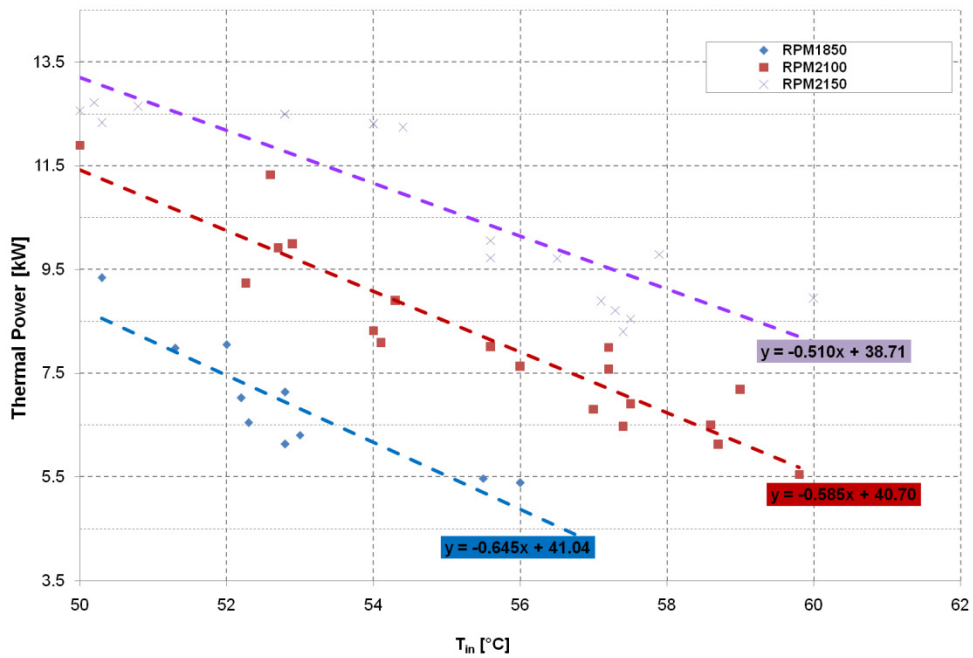


Figura 6. 10 Andamento della potenza con temperature dell'acqua di ritorno maggiore di 50 °C.

Nello specifico delle variazioni di potenza, in questo range di temperature, in tutti i regimi di lavoro analizzati si ha una riduzione di potenza all'aumentare della temperatura di ritorno. Nello specifico si è riscontrato in questo caso come tra i 50°C e i 55 °C, vi sia mediamente una riduzione della potenza compresa tra il 36.7 % e il 19.3 %.

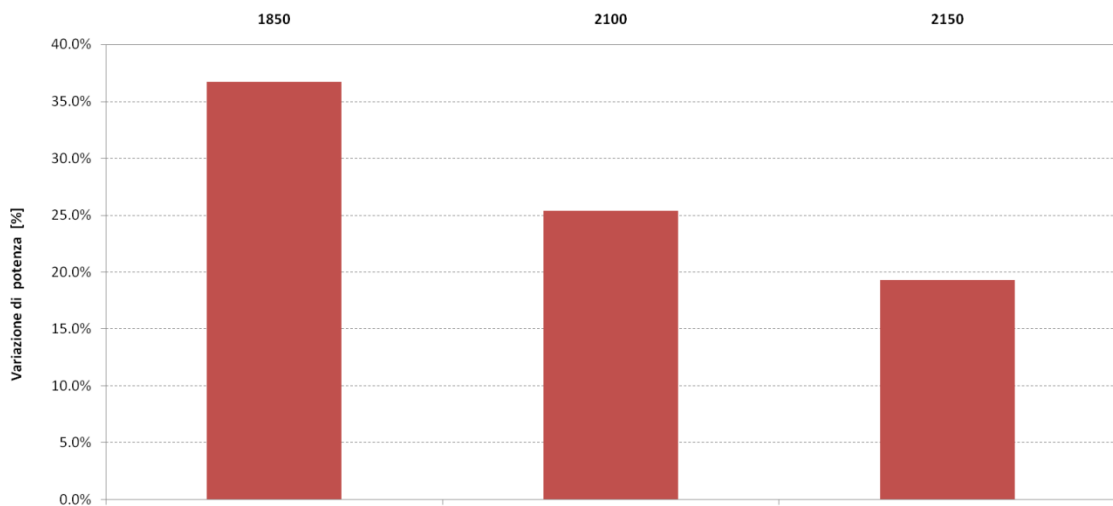


Figura 6. 11 Variazione percentuale delle potenze tra i 50 °C e i 55 °C dell'acqua di ritorno

Riguardo all'andamento del decadimento della potenza, in questo range di lavoro sono stati riscontrati i valori sotto riportati.

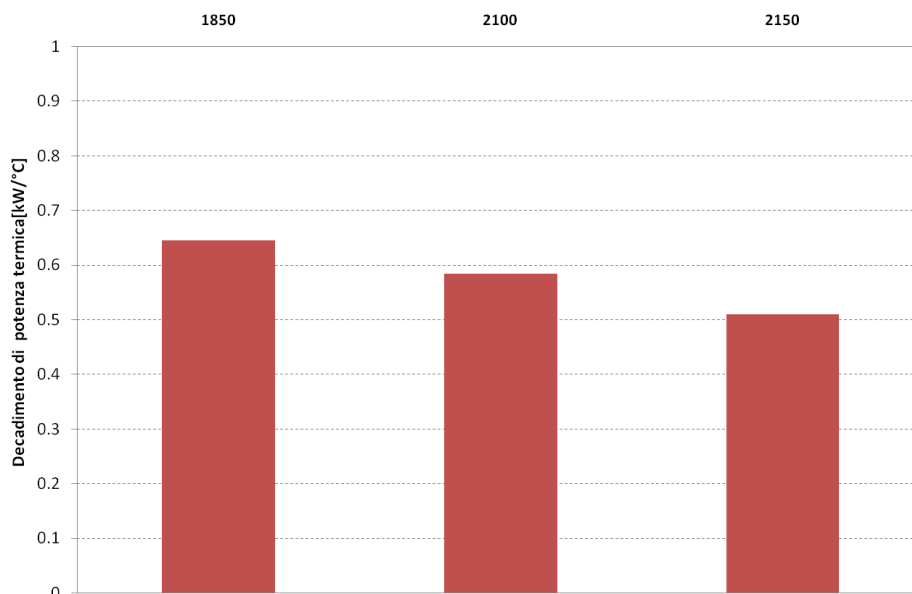


Figura 6. 12 Decadimento della potenza tra 50°C e i 55 °C.

Come si può osservare in questo caso vi è un decadimento compreso tra lo 0.5 kW/°C e lo 0.65 kW/°C. Rispetto al range di temperature precedenti, vi è circa un ordine di grandezza di differenza tra i valori di decadimento ottenuti. Contestualmente alle misure di potenza termica, sono state condotte misure sul consumo di combustibile nelle diverse condizioni di lavoro, i cui risultati sono riportati di seguito.

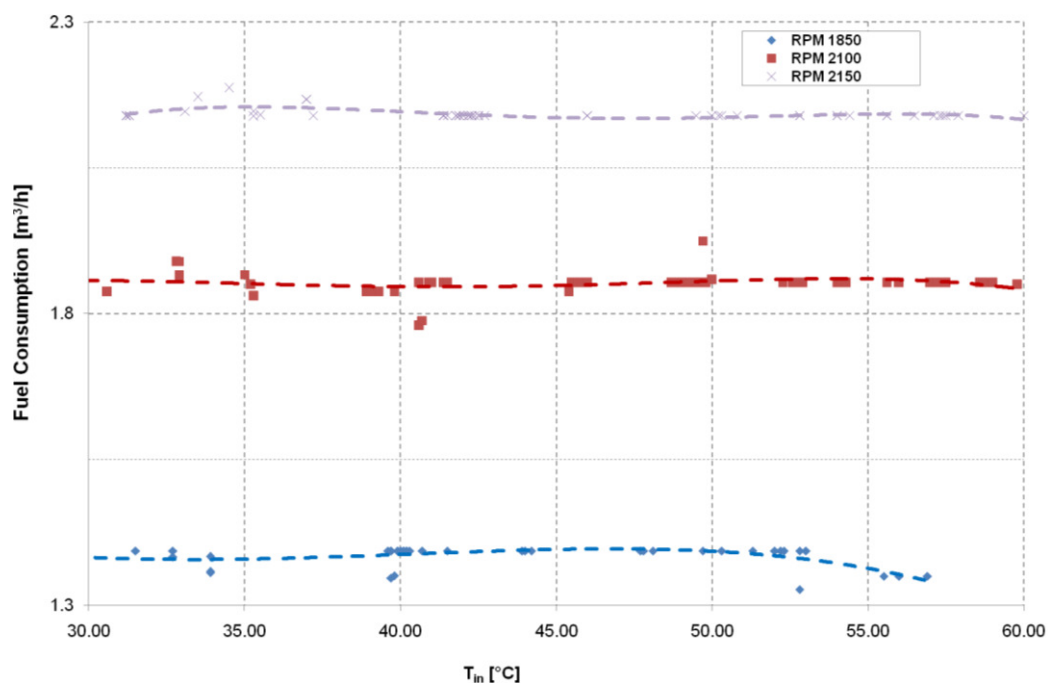


Figura 6. 13 Consumo di NG, per diverse condizioni di carico e per diverse temperature di lavoro.

In questo caso si può osservare come la grandezza che influenza prevalentemente il consumo di combustibile sia prevalentemente, il numero di giri del motore, ovvero la potenza elettrica richiesta. Si nota invece come non vi sia una vera correlazione tra l'andamento della temperatura ed il consumo di combustibile. Considerando che il combustibile di alimentazione è il tradizionale gas naturale, e che quindi il suo potere calorifico inferiore è pari a 35.691978 MJ/Sm³, si è stimato il rendimento termico del μ CHP al variare della temperatura di ritorno, in base alla seguente formulazione:

$$\eta_Q = \frac{P_{th}}{q_{blend} LHV_{blend}}$$

dove q_{blend} indica la porta di combustibile, LHV_{blend} rappresenta il potere calorifico inferiore del combustibile e P_{th} è la potenza termica rilevata.

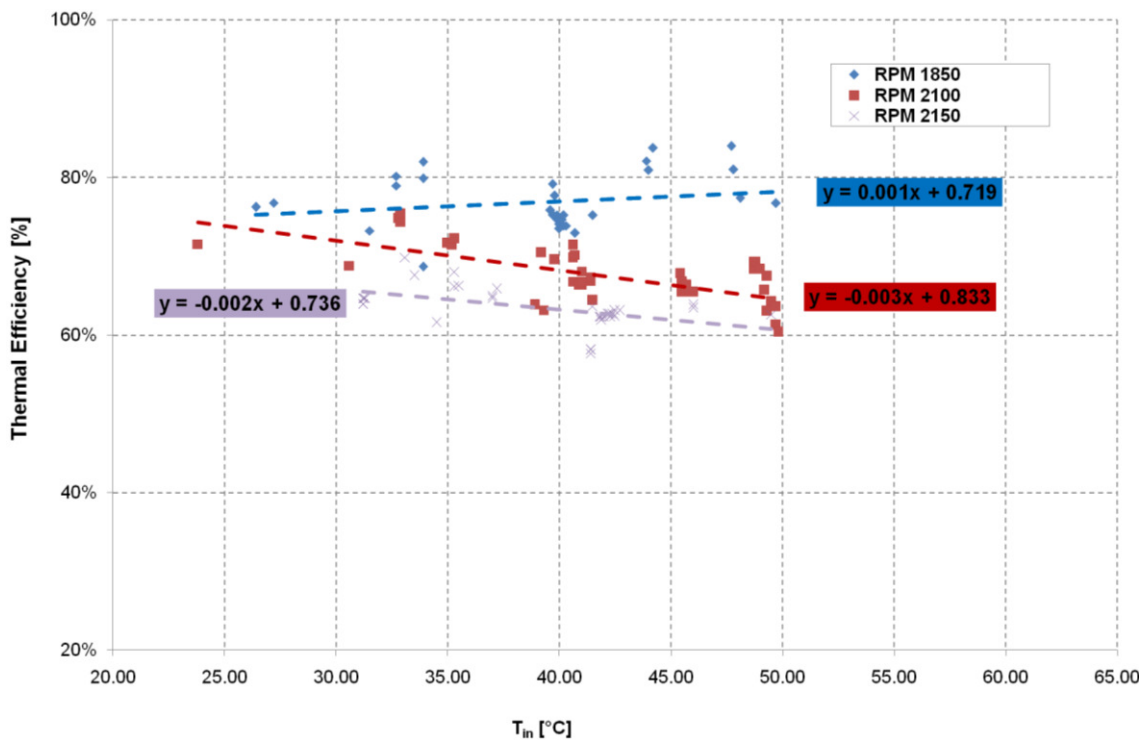


Figura 6. 14 Rendimento termico del microgeneratore, con temperatura di ritorno minore di 50 °C.

Coerentemente con quanto si è riscontrato nel caso delle potenze, il rendimento termico stimato mostra come entro una temperatura di ritorno di 50 °C, il rendimento risulta in prima approssimazione scarsamente influenzato dalla temperatura. Si riscontra in questo range di

lavoro, un valore del decadimento di rendimento termico ($\Lambda = \frac{\Delta\eta_Q}{\Delta T}$) compreso tra il -0.1 [%/°C] e lo 0.3 [%/°C].

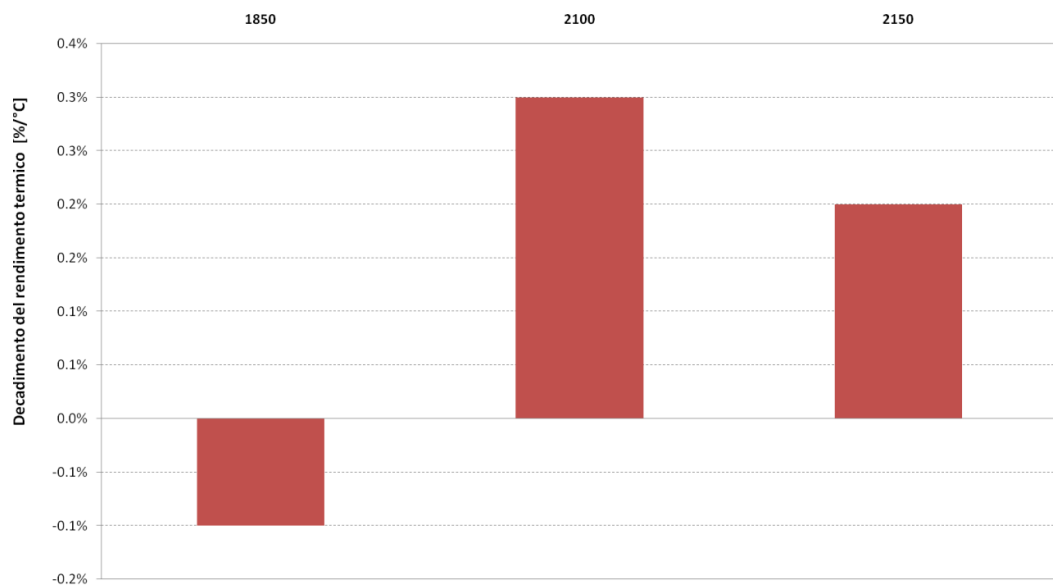


Figura 6. 15 Riduzione del rendimento per ogni grado di incremento della temperatura di ritorno (T ritorno < 50°C)

Investigando sul rendimento nel caso di temperature maggiori di 50 °C, sono stati ottenuti i seguenti risultati.

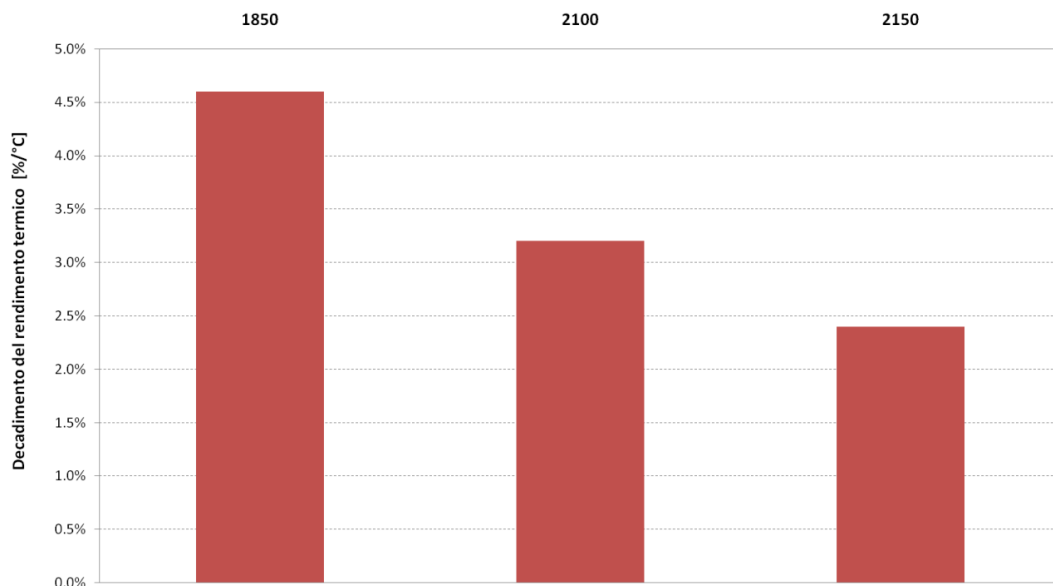


Figura 6. 16 Riduzione del rendimento termico, per temperature dell'acqua di ritorno maggiore di 50°C.

Al fine di completare l'indagine preliminare, si è inoltre svolta un'analisi e sulle potenze elettriche e i relativi rendimenti elettrici, nelle diverse configurazioni di funzionamento sopra esposte.

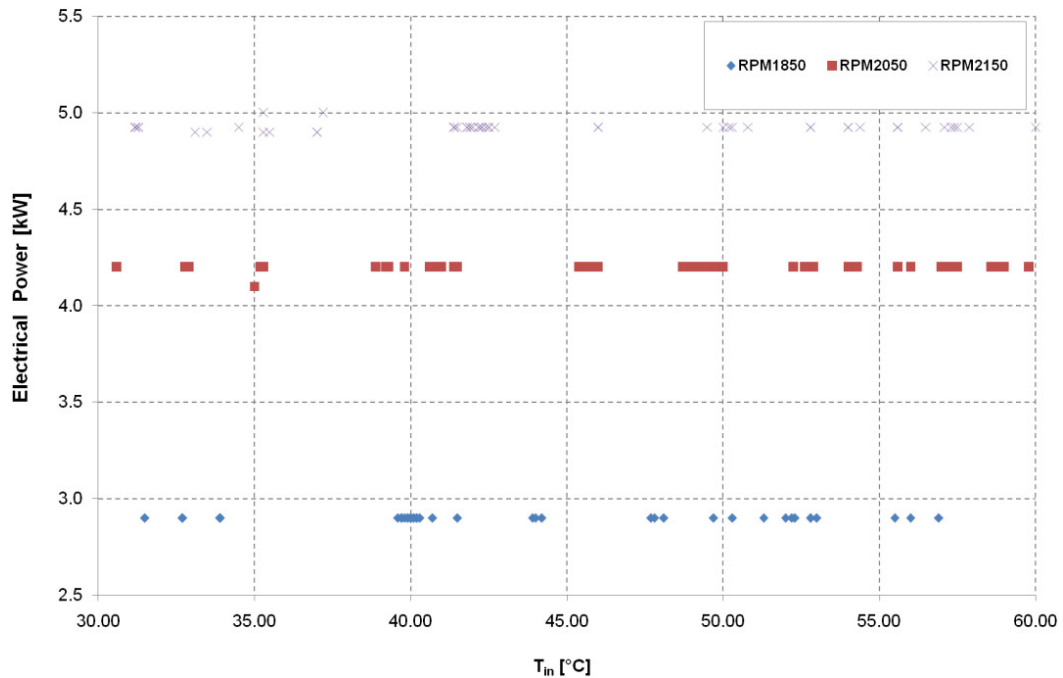


Figura 6. 17 Andamento della potenza elettrica al variare del numero di giri (RPM) e della temperatura di ritorno dell'acqua.

Tali misure sottolineano come la generazione elettrica non risulti influenzata dalla temperatura dell'acqua del circuito utilizzatore, mentre risulta direttamente correlata al solo numero di giri del motore, ovvero alla relativa potenza meccanica selezionata. I rendimenti elettrici, del sistema cogenerativo, calcolato secondo l'equazione sotto riportata, sono direttamente correlati al consumo di combustibile, si nota come il maggior rendimento è in corrispondenza del numero di giri massimo, ovvero del carico nominale.

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{q_{blend} LHV_{blend}}$$

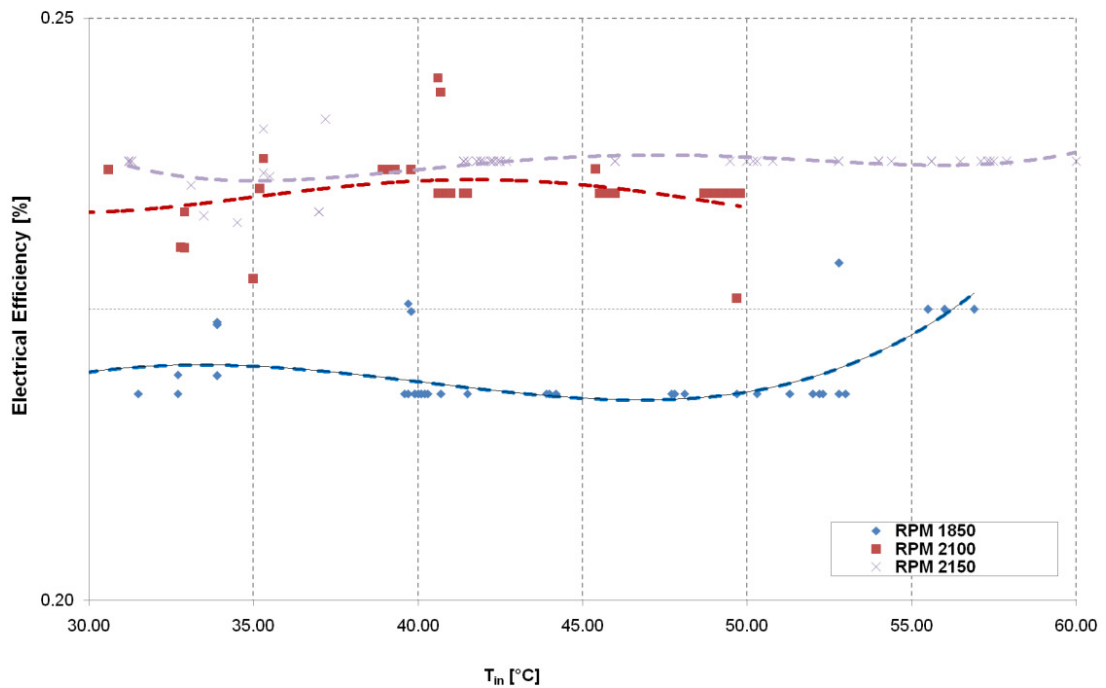


Figura 6. 18 Rendimento elettrico, al variare del numero di giri (RPM) e della temperatura di ritorno dell'acqua

6.3.2 Alimentazione a idrometano

Al fine di avere dei risultati preliminari anche nel caso di alimentazione ad idrometano, si realizzata una miscela di NG arricchita con il 15 % in volume di H₂. L'idrogeno è stato prodotto mediante l'elettrolizzatore presente nel laboratorio, l'intero sistema di produzione immette direttamente nella rete di adduzione del micro-cogeneratore la miscela di H₂NG. In questo caso essendo variata la densità, per la misura della portata del combustibile immesso, si è utilizzato il sistema di misura implementato nell'elettrolizzatore. Notando il decadimento delle potenze e dei rendimenti, nel caso di alimentazione a gas naturale quando la temperatura di ritorno è maggiore di 50 °C, si è investigato in questa fase di lavoro se le proprietà della miscela H₂NG, dotata di un rapporto H/C più elevato, possa indurre benefici in termici di recupero termico. In base a questa logica si è operata una prima campagna di misure con temperature di ritorno comprese tra i 45 °C e i 55 °C. Analizzando le curve di potenza ottenute, si è riscontrato quanto segue.

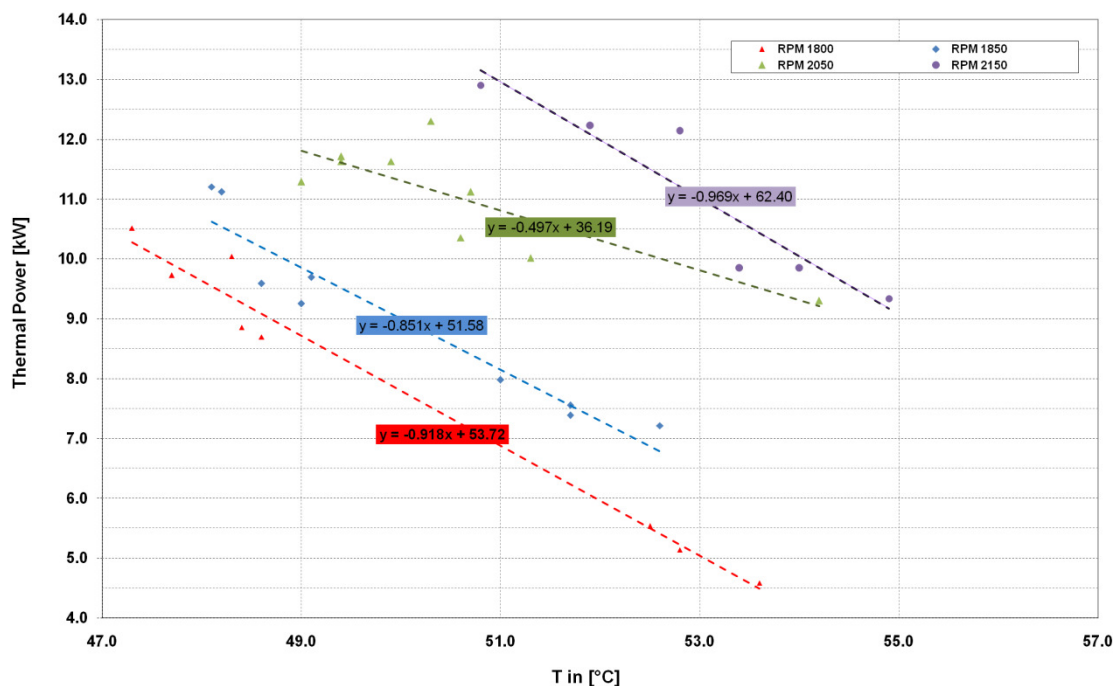


Figura 6. 19 Curve di potenza nel caso di alimentazione a H2NG, range di temperatura compreso tra 47°C- 55°C.

Le curve di funzionamento ottenute per i quattro set-point del motore mostrano mediamente un buon accordo tra loro. Si nota come tre delle quattro curve abbiano un coefficiente angolare molto simile, risultando quindi traslate rigidamente l'una dalle altre. La curva relativa a RPM 2050, risulta avere una pendenza minore probabilmente causata out-layer in corrispondenza della $T_{in} = 54$ °C. Confrontando le curve del CHP nel caso di alimentazione a NG, si nota come le pendenze siano mediamente più accentuate nel caso della miscela H₂NG. Questo risultato, evidenzia come in questo range di temperatura il contributo offerto dall'idrogeno, in termini di recupero di calore latente non è apprezzabile. In aggiunta a ciò, si può affermare che il sistema di cogenerazione peggiora la sua prestazione, perdendo maggiore potenza recuperata all'aumentare della temperatura del fluido termovettore. A conferma di ciò si riportano di seguito gli andamenti delle variazioni di potenza e del decadimento della potenza con l'aumentare della temperatura.

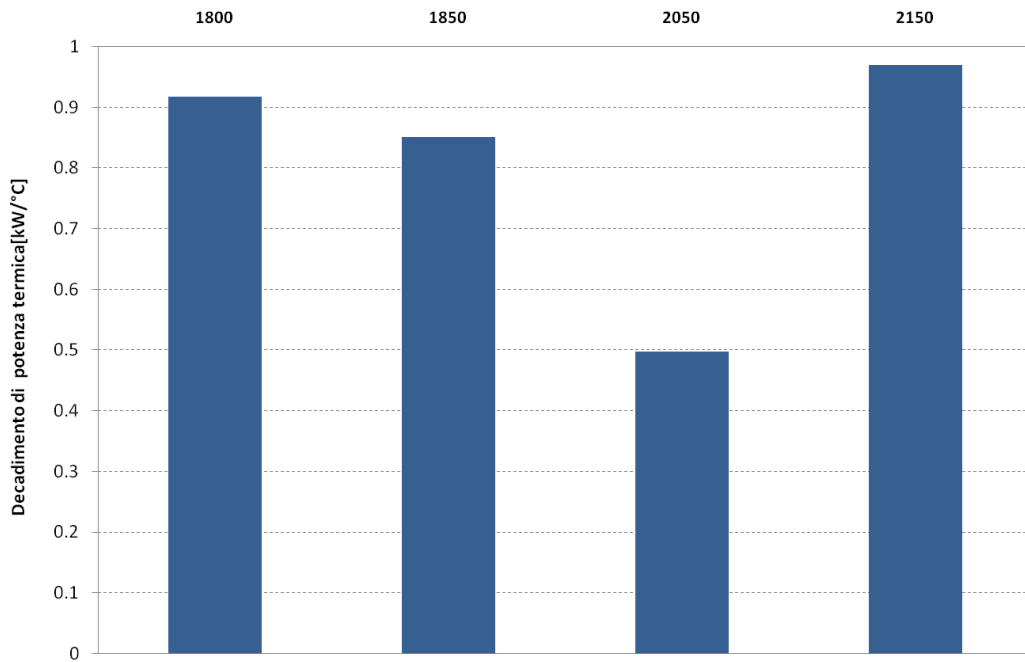


Figura 6. 20 Decadimento della potenza termica, nel caso di alimentazione a H2NG, con temperature variabili da 50-55 °C.

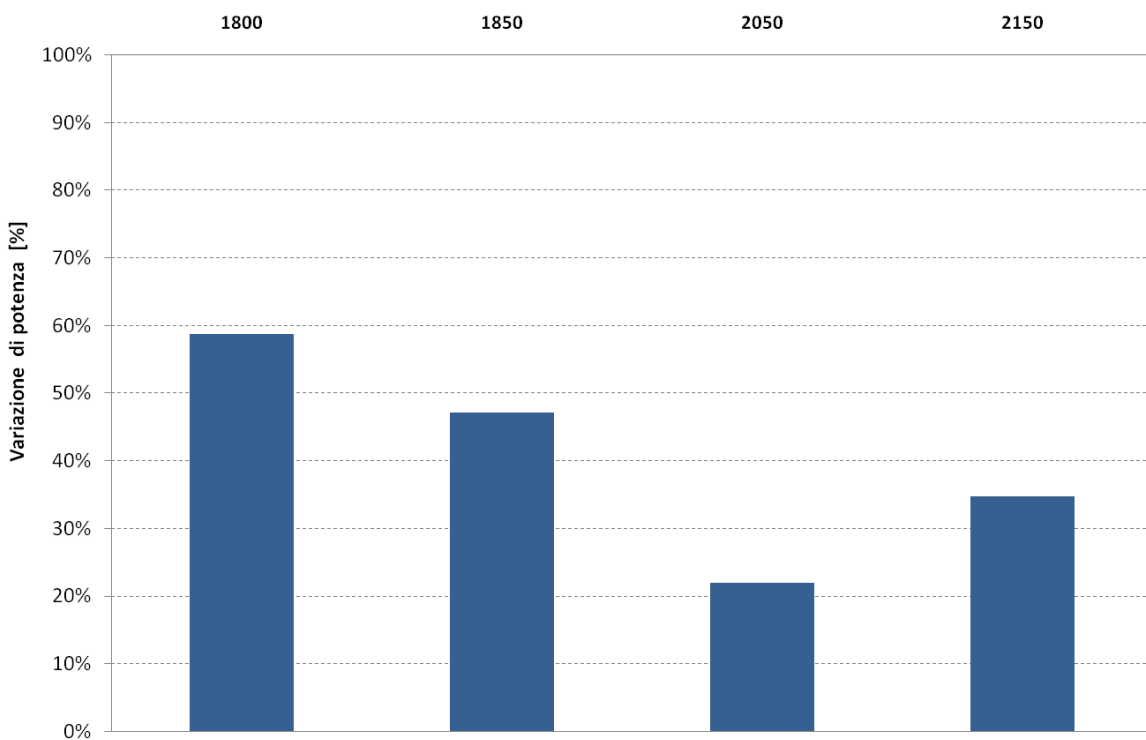


Figura 6. 21 Variazione percentuale di potenza nel caso di alimentazione a H2NG, per temperature che vanno da 50°C a 55°C.

Confrontando il decadimento di potenza, nel caso di alimentazione H2NG e NG, si riscontra un forte innalzamento del parametro osservato. Lo stesso trend lo si è osservato per la variazione termica.

6.4 Analisi sperimentale intermedia

6.4.1 Approccio di lavoro

A valle della fase preliminare, si scelto di approfondire gli effetti di cambio di combustibile sul rendimento termico ed elettrico del CHP. Questo interesse nasce dalla necessità di valutare le potenzialità di applicazione nel settore della cogenerazione di un combustibile come l'idrometano, caratterizzato da un quantitativo di emissioni di GHG potenzialmente minore rispetto al NG, sotto determinate condizioni di lavoro in base a quanto riportato in parecchi lavori presenti in letteratura (59) (46). Inoltre è stato interessante valutare in questa fase di sperimentazione gli eventuali effetti della variazione di combustibile sul rendimento elettrico. In questo caso, si è concentrata l'attenzione al caso di temperature del circuito utilizzatore non superiori a 50 °C. Nello specifico si è fissata una temperatura di ritorno al CHP pari a 35 °C, in questo modo sono state valutate le potenzialità dei due combustibili in assetto di pieno recupero condensativo. La taratura della temperatura di ritorno è stata realizzata grazie al dissipatore di calore, descritto in precedenza. La sperimentazione è stata realizzata in un mese per un totale di 160 ore di lavoro della macchina, di cui 80 con alimentazione a NG e 80 con alimentazione ad H2NG. La potenza elettrica è stata fatta variare da 2.9 kW fino a 4.9 kW, per un totale di 5 set-point. In questo modo sono stati registrati 320 punti di funzionamento per ogni combustibile, con una cadenza di campionamento pari a 15 min.

6.4.2 Analisi dei consumi e del rendimento di generazione elettrica

La Figura 6. 22 evidenzia come, a parità di carico elettrico richiesto alla macchina, nel caso di alimentazione di H2NG, la portata di combustibile risulti lievemente maggiore in ogni condizione di carico. In termini energetici (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), si nota come in ogni caso, la portata di H2NG sia caratterizzata da un contributo energetico minore, a causa della minor densità energetica della miscela, in termini volumetrici. In altre parole, considerando un metro cubo di combustibile, si riscontra come l'energia posseduta dal NG sia di 35.69 MJ, mentre nel caso di H2NG con il 15% in volume di H2 si hanno circa

31.96 MJ, ovvero la potenza termica generata dalla combustione di un Nm³/h di NG è prodotta da circa 1.117 Nm³/h di H2NG. Confrontando questo valore con le portate effettivamente consumate dal CHP, si deduce che la portata reale di H2NG risulta sempre minore a quella teorica attesa.

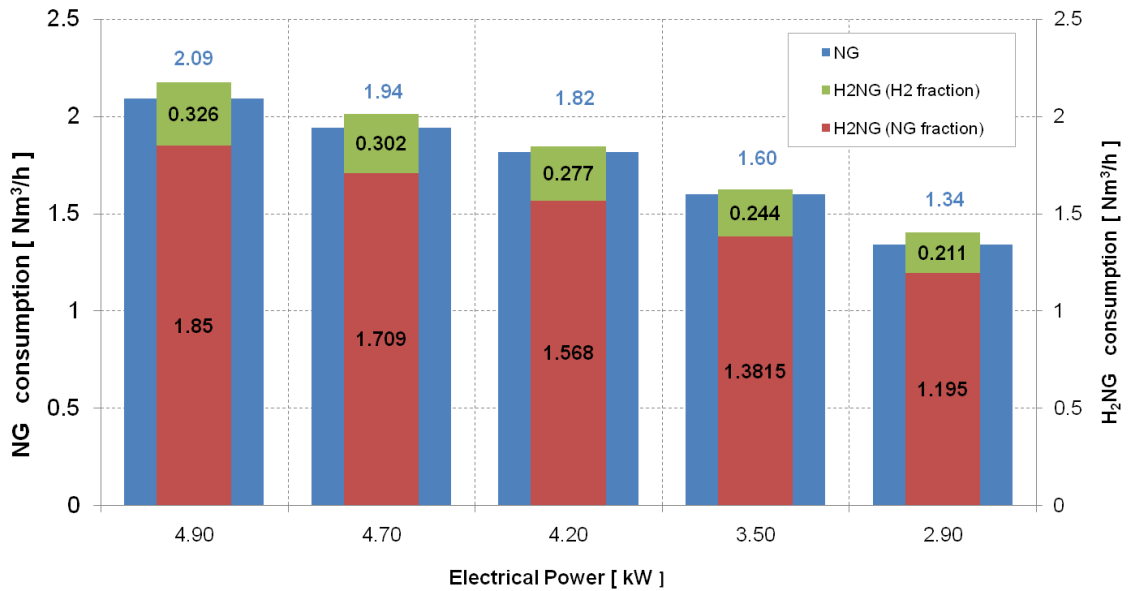


Figura 6. 22 Consumo di combustibile. (60)

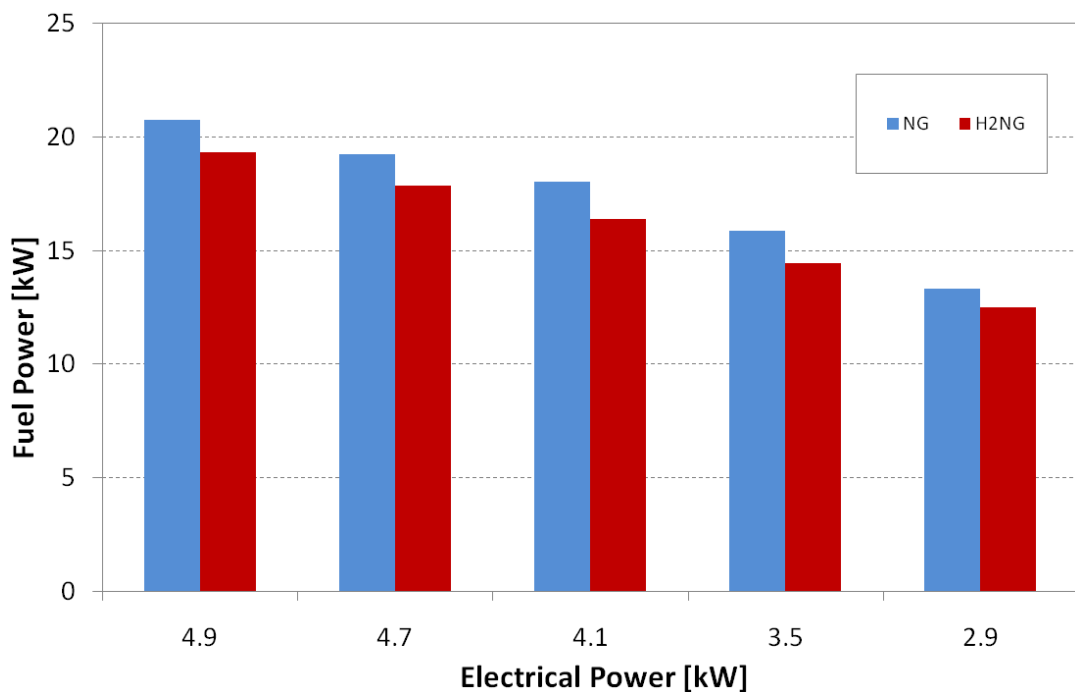


Figura 6. 23 Contributo energetico delle portate di combustibile, a parità di potenza elettrica richiesta alla macchina.

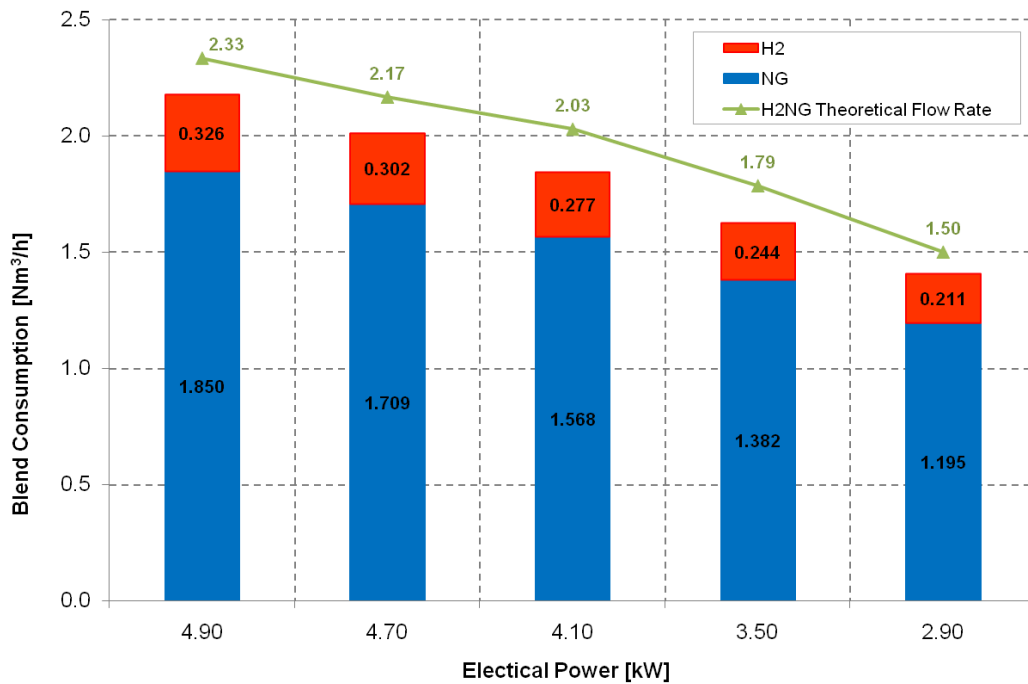


Figura 6. 24 Consumo di H2NG reale e teorico atteso al variare del carico elettrico (58).

Il risparmio di combustibile conseguito, è generato dalla maggiore velocità di fiamma della miscela di idrometano con un conseguente miglioramento dell'efficienza di conversione dell'energia meccanica all'interno del motore. Un simile fenomeno conduce ad un incremento del rendimento elettrico del cogeneratore.

Il contenuto energetico della portata di H₂NG, risulta in ogni condizioni di carico inferiore a quella del caso di alimentazione a NG. Questi risultati giustificano l'incremento di rendimento elettrico evidenziato dai risultati ottenuti (Figura 6. 25). Una riduzione del consumo di combustibile induce indubbiamente effetti positivi sia in termini di efficienza sia in termini ambientali, come meglio descritto nel paragrafo dedicato.

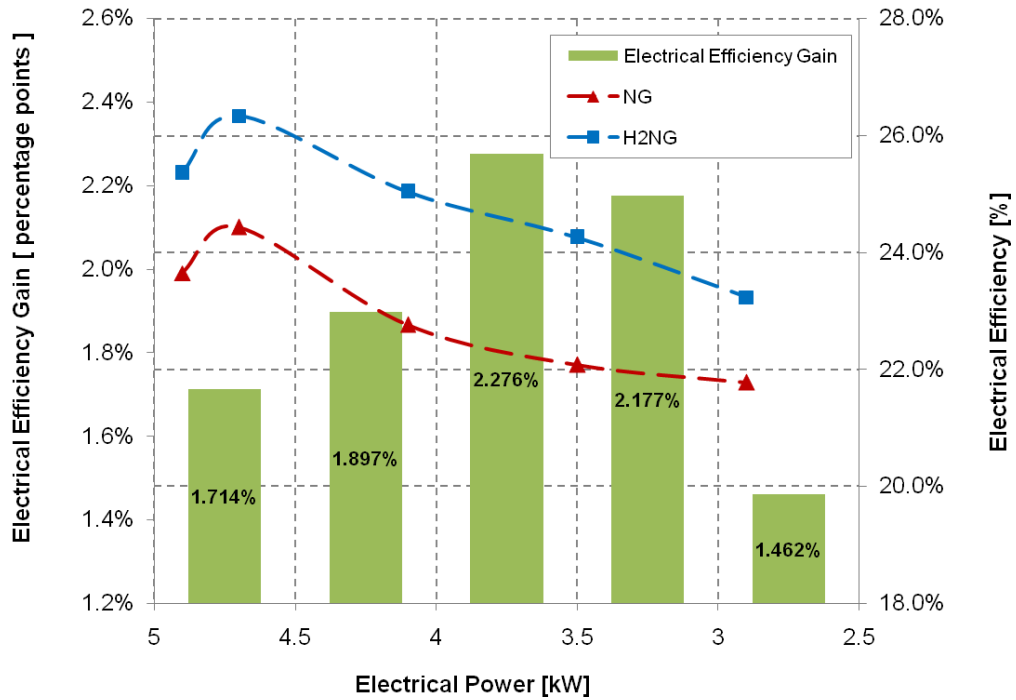


Figura 6. 25 Rendimento elettrico, incremento percentuale ottenuto mediante il passaggio da NG a H2NG (58).

6.4.3 Analisi dell'efficienza di recupero termico con basse temperature del circuito di ritorno

Il bilancio termico della macchina sperimentata, può essere descritto mediante la seguente relazione:

$$P_{th} = P_{oil} + P_{sensible} + P_{latent} = m_w C_{p,w} (T_{w,out} - T_{w,in})$$

Dove, P_{oil} rappresenta il calore recuperato dal circuito di refrigerazione ad olio del motore e del generatore elettrico, mentre $P_{sensible}$ e P_{latent} rappresentano rispettivamente il calore sensibile e latente recuperato all'interno dello scambiatore aria/fumi. Infine $C_{p,w}$ e m_w rappresentano il calore specifico a pressione costante e la portata massica del fluido termovettore. In base a tali definizioni, il rispettivo rendimento termico (η_Q) è stato stimato mediante la seguente formulazione.

$$\eta_Q = \frac{P_{th}}{q_{blend} LHV_{blend}}$$

Si riportano di seguito i risultati ottenuti in termini di potenze termiche ed elettriche e dei relativi rendimenti. Nel dettaglio la figura sottostante mette a confronto i rendimenti termici ed elettrici ottenuti con alimentazione a NG e H₂NG.

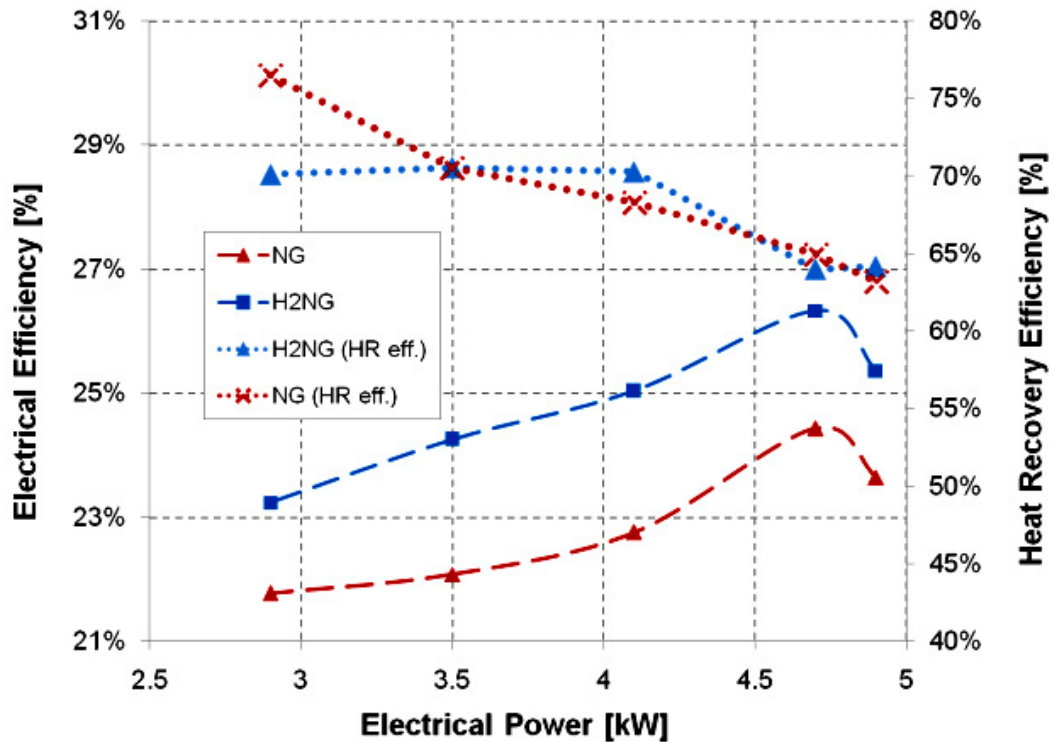


Figura 6. 26 Andamento del rendimento elettrico e termico al variare del carico elettrico e del combustibile (60)

Focalizzando l'attenzione, sul rendimento elettrico si nota come l'alimentazione ad H₂NG, produce un incremento di rendimento elettrico in ogni condizione di carico. Questo risultato è in accordo con quanto riportato in molta letteratura scientifica, per quanto riguarda gli effetti dell'idrometano sul rendimento meccanico dei motori a combustione interna (ICE) (61) (49) (62). Riguardo all'efficienza di recupero di calore si nota come per carichi elettrici elevati non vi è una sostanziale variazione di efficienza di recupero, mentre nel caso di carico parziale (2.9 kW) la miscela ad H₂NG produce una riduzione dell'efficienza di recupero termico. Al fine di valutare con maggiore accuratezza, l'influenza dei due fenomeni osservati, si riporta di seguito l'andamento dell'incremento di efficienza elettrica e la riduzione di recupero termico al variare del carico elettrico.

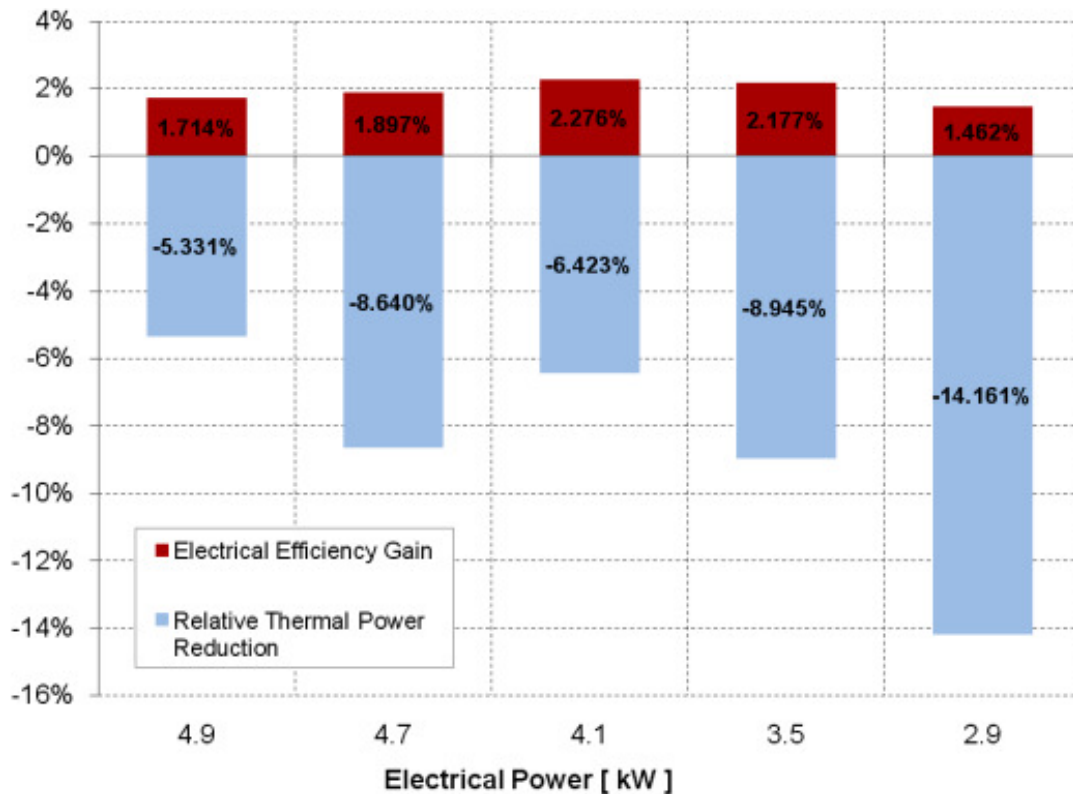


Figura 6. 27 Incremento percentuale del rendimento elettrico e riduzione percentuale del rendimento termico, con alimentazione a H₂NG al variare del carico elettrico, rispetto al caso di alimentazione a NG (60).

L'incremento percentuale di rendimento elettrico risulta massimo per il carico elettrico pari a 4.1 kW, mentre è minimo per 2.9 kW. In ogni caso le caratteristiche della miscela H₂NG migliorano l'efficienza elettrica del motore riducendo le irreversibilità del fenomeno di trasformazione. Parallelamente, il diverso contributo energetico volumetrico dei due combustibili, unito alla minore irreversibilità del sistema nel caso di alimentazione ad H₂NG, provoca una riduzione della potenza ottenibile dalla macchina cogeneratrice. Questo aspetto è evidenziato dai valori della riduzione percentuale della potenza termica, mostrato di nella figura precedente.

Una grandezza altrettanto significativa, nell'ambito dell'analisi energetica dei sistemi di generazione combinata di energia, è HRR (Heat Recovery Ratio) definito dalla seguente relazione:

$$HRR = \frac{P_{th}}{(1-\eta_{el}) \cdot q_{blend} \cdot LHV_{blend}} = \eta_Q \frac{1}{(1-\eta_{el})}$$

Un simile parametro esprime il rapporto tra la potenza termica resa dalla macchina cogeneratrice e la potenza posseduta dal combustibile al netto della percentuale utilizzata per la generazione elettrica. In sostanza, in questo modo si valuta l'efficienza del sistema di cogenerazione nel convertire in potenza termica utile la potenza residua del combustibile. Tale parametro è inoltre utilizzato da alcuni simulatori economici-energetici come HOMER 2.8.1. In base ai risultati in questa fase, è stato possibile valutare il valore di HRR in entrambi i due tipi di miscela. Lo stesso grafico riporta le relative potenze termiche, in funzione del carico elettrico.

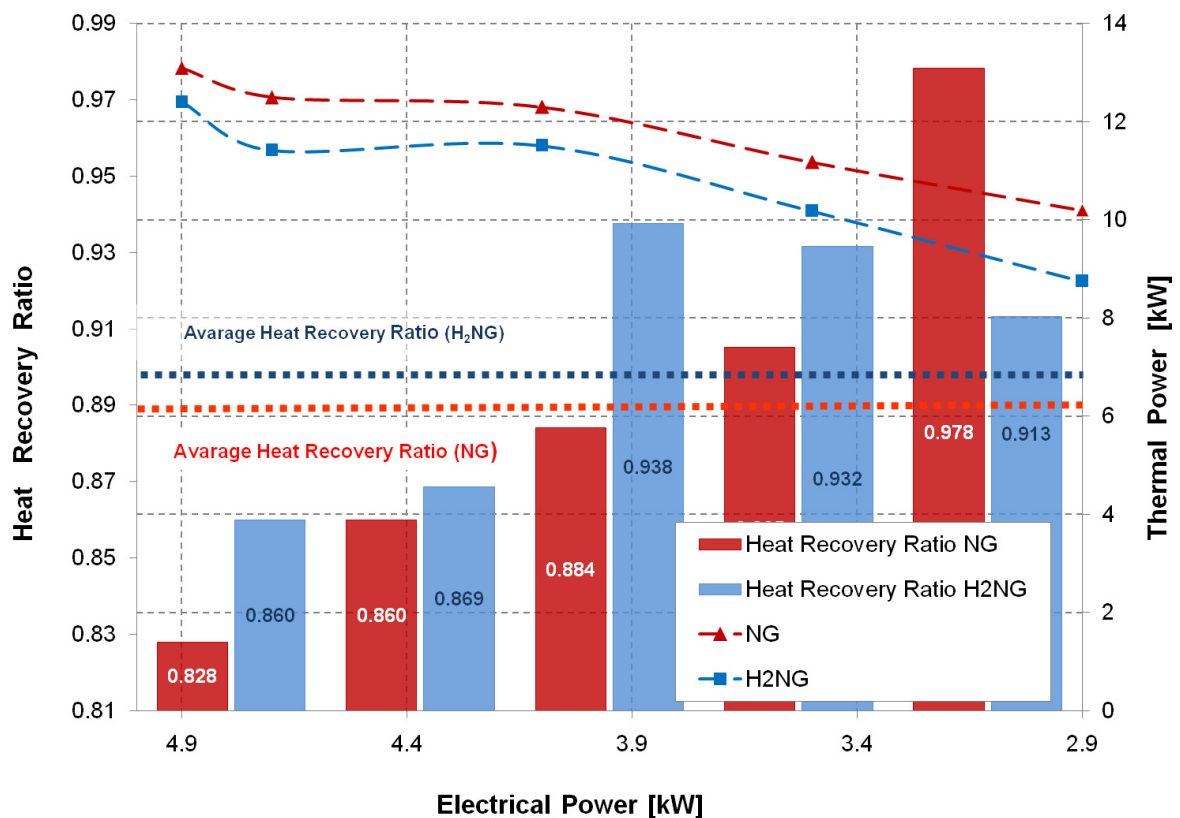


Figura 6. 28 Andamento della Potenza termica e di HRR al variare del carico elettrico e del combustibile (60).

I valori stimati, evidenziano come nel caso di alimentazione ad H₂NG, si ha un HRR maggiore rispetto al caso di alimentazione a NG. Questo aspetto, è accettabile considerando che il valore di HRR è inversamente proporzionale alla differenza $(1-\eta_{el})$. Un simile risultato evidenzia come la riduzione di rendimento termico nel caso di H₂NG è inferiore all'incremento del rendimento elettrico.

6.5 Analisi sperimentale approfondita

6.5.1 Approccio di lavoro

Allo scopo di approfondire gli effetti delle miscele sul recupero termico anche per le alte temperature di lavoro, nella fase successiva i test sono stati estesi anche nel caso di temperature dell'acqua di ritorno pari a 50 °C, sia a carico nominale, sia parziale. I dati ottenuti in questa fase di sperimentazione, uniti a quelli già ricavati dalla sperimentazione a bassa temperatura, hanno permesso di avere a disposizione un totale di 320 ore di lavoro.

6.5.2 Efficienza di recupero termico

Nel presente paragrafo vengono evidenziate le caratteristiche di recupero termico del CHP sia a bassa temperatura ($T_{in} = 35^{\circ}\text{C}$) sia in condizioni ad alta temperatura ($T = 50^{\circ}\text{C}$). Nelle figure sottostanti vengono riportate le curve di potenza nel caso di alimentazione a NG e H2NG. Come si può osservare per entrambi i tipi di combustibili, si ha una potenza recuperata maggiore nel caso di bassa temperatura del fluido del circuito di ritorno. Questo risultato, come già sottolineato, è correlato alla possibilità di recupero di maggiore calore latente nel caso di temperatura bassa del fluido termovettore.

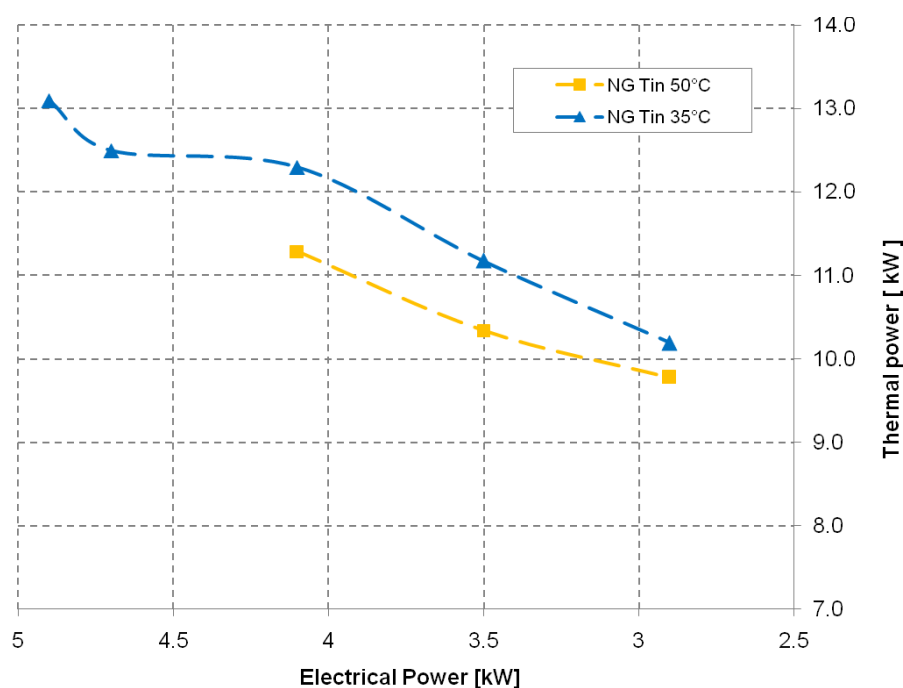


Figura 6. 29 Andamento della potenza recuperata, in funzione de carico elettrico e della temperatura di ritorno del circuito utente (58)

La mancanza di dati nel caso di temperatura di 50 °C è correlata al raggiungimento di una temperatura limite del fluido refrigerante interno, con conseguente entrata in blocco del cogeneratore. Lo stesso fenomeno non si è verificato nel caso di alimentazione a H₂NG, presumibilmente grazie al minore contenuto energetico della portata di combustibile e alla maggior efficienza di conversione meccanica.

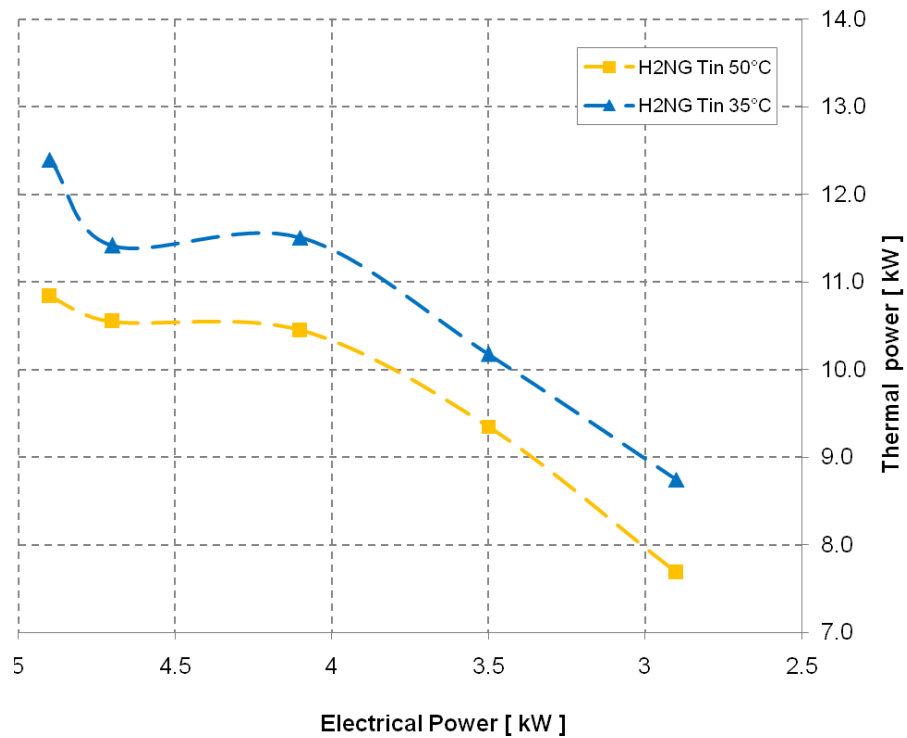


Figura 6. 30 Andamento delle potenze al variare del carico elettrico e della temperatura di ritorno del circuito utilizzatore, con alimentazione a H₂NG (58)

Di seguito sono invece confrontate le potenze termiche ottenute nel caso di alimentazione a metano ed idrometano. Come si può notare in ogni condizione di lavoro, la potenza ottenibile mediante alimentazione a NG è sempre maggiore rispetto al caso di alimentazione a H₂NG. Tale risultato è in accordo con la minor densità energetica volumetrica della miscela H₂NG e con il minor tasso di irreversibilità generato nel motore per la combustione dalla miscela di idrometano.

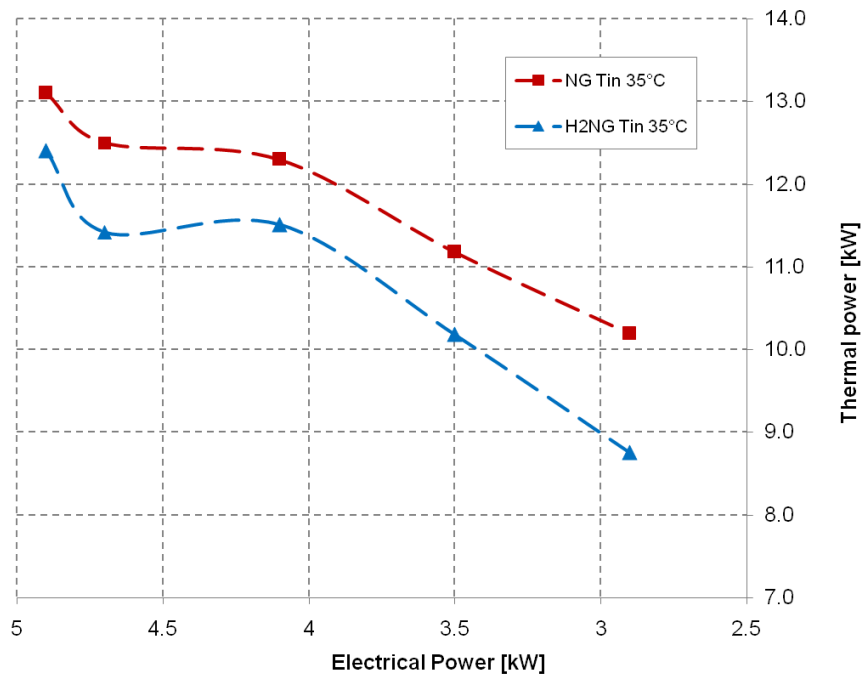


Figura 6. 31 curve delle potenze a bassa temperatura, nel caso di NG e H2NG (58).

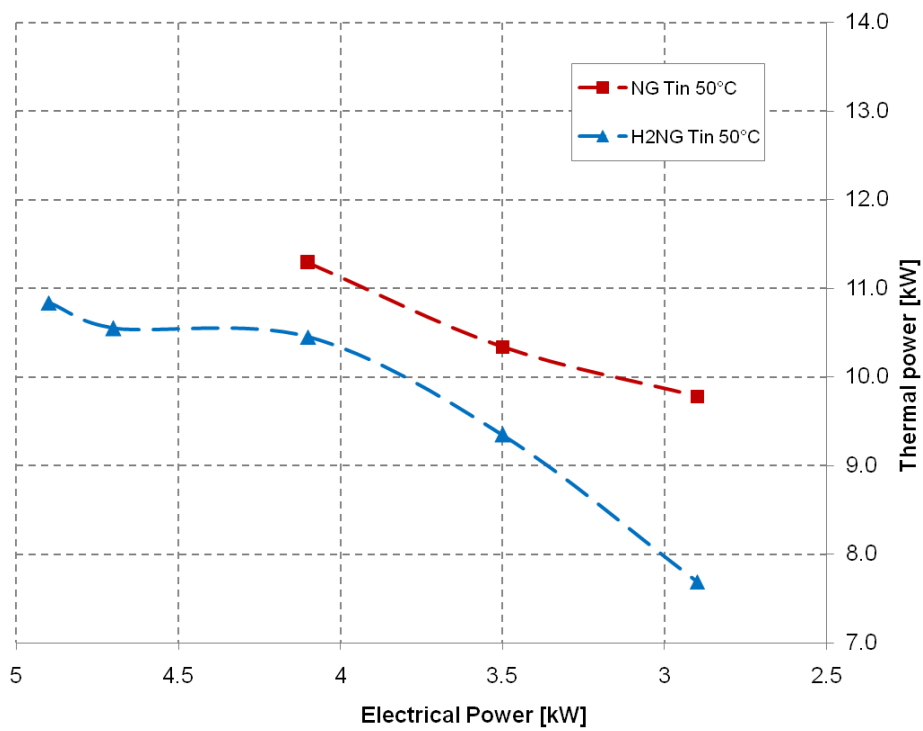


Figura 6. 32 curve delle potenze ad alta temperatura, nel caso di NG e H2NG (58)

Nello specifico, della percentuale di riduzione nella figura seguente si riporta l'andamento della riduzione di potenza a bassa e alta temperature.

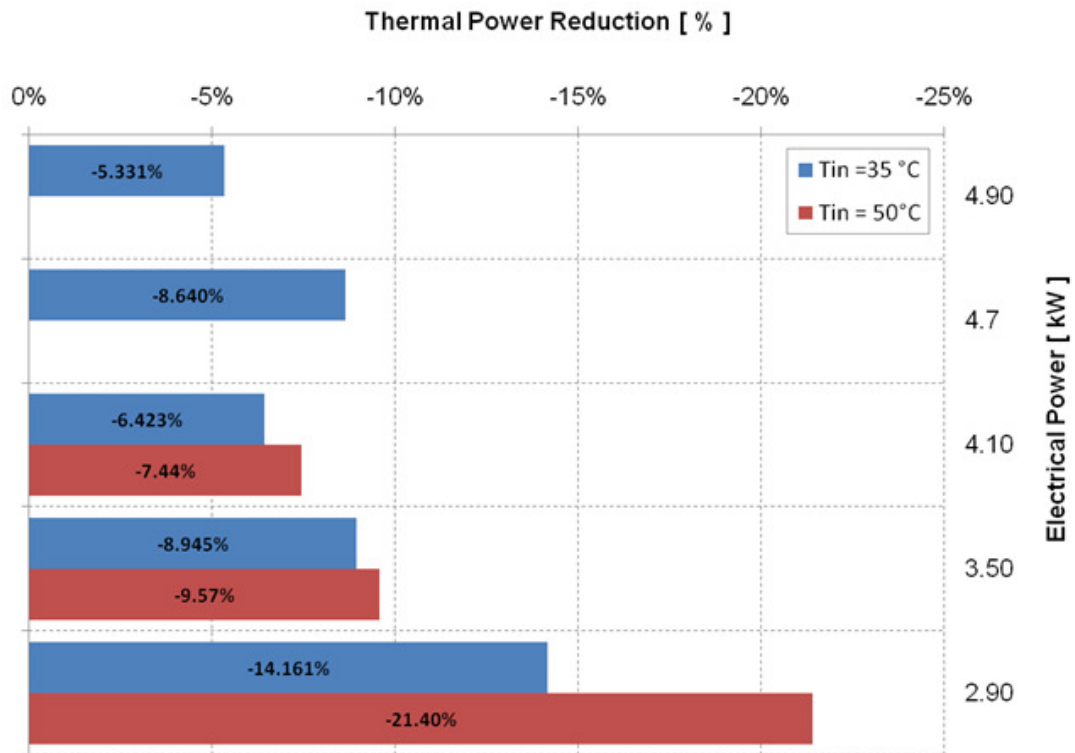


Figura 6. 33 Riduzione percentuale della potenza termica nel caso di alimentazione a H₂NG (58)

Dai dati emerge che il funzionamento in regime di condensazione con H₂NG (T_{in}=35°C), consente di compensare maggiormente la riduzione di potenza termica recuperata. In particolare il maggiore derating lo si osserva in corrispondenza del carico elettrico 2.9 kW_{el} e parallelamente si verifica un maggior effetto benefico dell'utilizzo di H₂NG a bassa temperatura. Al fine di interpretare meglio i dati sperimentali, è stato realizzato un modello di calcolo semplificato per la stima del calore latente recuperato dallo scambiatore a condensazione al variare della tipologia di combustibile e delle condizioni di lavoro. Il modello di calcolo è basato sulle proprietà di condensazione del vapore acqueo contenuto dei gas combusti e richiede come parametri in ingresso le temperature di entrata ed uscita del fluido termovettore (T_{in} e T_{out}), le temperature dei gas combusti prima e dopo il catalizzatore (T_{exgh,out}; T_{exgh,stack}), la portata dei gas combusti (deducibile dalla portata di combustibile) e del fluido termovettore dei gas. Le misure condotte, mantenendo una temperatura del fluido termovettore di ritorno al CHP pari a 35 °C, hanno mostrato l'andamento riportato di seguito al variare della potenza elettrica resa dal CHP.

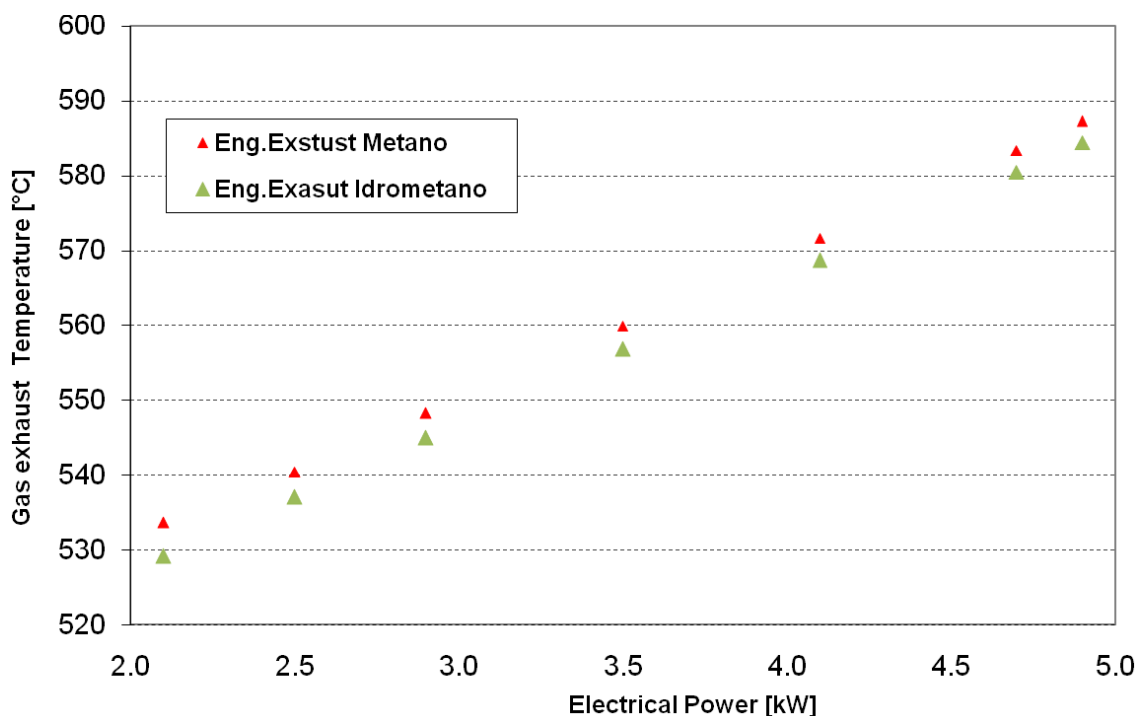


Figura 6. 34 Temperature dei gas combusti all'entrata dello scambiatore di calore a condensazione.

L'andamento medio riscontrato per l'alimentazione a NG e H₂NG, evidenzia come a parità di carico, la temperatura dei gas combusti con alimentazione a metano risulti essere lievemente maggiore. L'approccio metodologico utilizzato, è sintetizzato nel seguente diagramma. Per una data miscela di combustibile immesso all'interno del CHP, grazie alle mappe relative alla teoria della condensazione per miscela di NG arricchite da H₂ (52), si è risaliti alla temperatura di inizio condensazione. Le misure sperimentali hanno permesso di misurare la temperatura dei fumi all'entrata e all'uscita dello scambiatore di calore a condensazione. Mediante l'analisi della reazione di combustione è in base ai riferimenti di letteratura (50), è stato possibile stimare per ogni miscela la portata massica dei gas esausti. Al fine di valutare la percentuale del calore sensibile e latente recuperati, si è considerato che all'entrata dello scambiatore i gas tendono a raffreddarsi progressivamente, cedendo calore sensibile, mentre soltanto quando la temperatura dei gas raggiunge il valore di condensazione (stimato), inizia la fase di recupero di condensazione. In questa fase lo scambio di calore sarà sia sensibile sia latente. Lungo questo range di temperatura si è ipotizzato di discretizzare i flussi di calore mediante step successivi, in cui a valle di uno scambio sensibile, vi sia una successiva fase di scambio latente. In definitiva, con tale approccio la curva di decadimento della temperatura è stata approssimata mediante una curva a gradini, con valori di ΔT fissati a 0.5 °C. Il procedimento analitico qui descritto è stato sviluppato all'interno del gruppo di ricerca, in cui lo scrivente ha

operato. I parametri utilizzati per il calcolo della ripartizione delle potenze sono riportati di seguito. Le grandezze sopra introdotte sono state rilevate mediante il sistema di misura introdotto in precedenza.

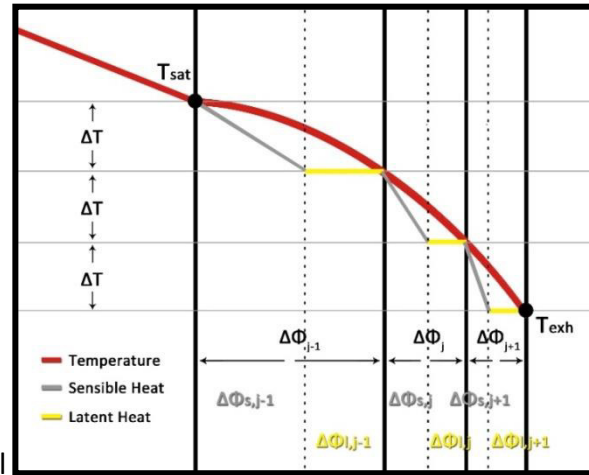


Figura 6. 35 Sintesi del processo di calcolo per la stima della distribuzione di calore all'interno dello scambiatore a condensazione. Processo di calcolo sviluppato all'interno del team di ricerca (58)

Tabella 6. 3 Parametri di calcolo utilizzati per la stima delle potenze termiche recuperate (58)

	P_{el} [kW]	\dot{m}_w [kg/s]	\dot{m}_{exh} [kg/s]	$T_{exh,out}$ [°C]	$T_{exh,stack}$ [°C]	$T_{w,out}$ [°C]	$T_{w,in}$ [°C]
NG	4.9	0.186	7.00×10^{-3}	587.20	46.20	52.00	35.00
	4.7	0.186	6.50×10^{-3}	583.33	46.37	50.70	35.00
	4.1	0.186	6.10×10^{-3}	571.63	45.91	51.03	35.00
	3.5	0.186	5.36×10^{-3}	559.93	44.99	49.20	35.00
	2.9	0.186	4.49×10^{-3}	548.23	44.20	47.85	35.00
H2NG @ 15% vol.	4.9	0.186	6.98×10^{-3}	584.45	46.20	51.00	35.00
	4.7	0.186	6.74×10^{-3}	580.50	46.40	48.80	35.00
	4.1	0.186	5.92×10^{-3}	568.65	45.90	50.03	35.00
	3.5	0.186	5.21×10^{-3}	556.80	45.00	48.00	35.00
	2.9	0.186	4.52×10^{-3}	548.00	43.70	46.30	35.00

Dal punto di vista matematico, il calore latente recuperato all'interno dello scambiatore a condensazione può essere descritto mediante la seguente equazione (58):

$$\Phi_{exchanger} = \Phi_{condens} + \Phi_{sens}$$

Il valore del calore recuperato dalla condensazione è espresso dalla somma degli N intervalli definiti tra la T_{sat} e T_{exh} :

$$\Phi_{condens} = \sum_{j=0}^N \dot{m}_{H_2O,cond,(j)} \cdot l_{H,(j)}$$

dove il valore della massa di acqua condensata $\dot{m}_{H_2O,cond,(j)}$ è stata calcolata per ogni intervallo mediante la seguente relazione:

$$\dot{m}_{H_2O,cond(j)} = \delta_j(T_j) - \delta_{j+1}(T_j + \Delta T)$$

dove con

δ_j si è indicato il valore del contenuto di vapore acqueo contenuto in un volume unitario gas combusto, alla temperatura T_j . Tale valore è funzione delle caratteristiche della miscela e della temperatura di saturazione del vapore acqueo. In questa applicazione, si è deciso di utilizzare l'approccio grafico semplificato presente in letteratura (52) e sintetizzato nel paragrafo relativo all'idrometano. In definitiva, a verifica dei risultati ottenuti dalla discretizzazione precedente, si è stimato l'intera portata di vapore acqueo condensato mediante l'espressione riportata di seguito.

$$\dot{m}_{H_2O,cond} = \delta_{max}(T_{sat}) - \delta_{exh}(T_{exh})$$

Il relativo contributo del calore sensibile ceduto dai gas combusto, per ogni singolo intervallo è stato ottenuto considerato come portata massica, quella ottenuta dalla massa dei fumi nel punto j meno la massa condensata al punto j+1. La sommatoria a tutti gli intervalli, restituisce così il calore sensibile effettivamente recuperato all'interno dello scambiatore a condensazione (74).

$$\Phi_{sens} = \sum_{j=0}^N (\dot{m}_{f,(j)} - \dot{m}_{H_2O,cond,(j+1)}) \cdot c_{p,f,(j+1)} \cdot \Delta T$$

Allo scopo di esaurire il calcolo delle grandezze principali che governano il funzionamento dello scambiatore di calore a condensazione, si è stimata la temperatura dell'acqua in entrata allo scambiatore considerando che, in prima approssimazione, la potenza termica ceduta dai gas combusto deve coincidere con la potenza termica acquisita dal fluido termovettore del lato utente.

$$\Phi_f = \sum_{j=0}^N (\dot{m}_{f,(j)} \cdot c_{p,f,(j)} \cdot \Delta T + \dot{m}_{H_2O,cond,(j)} \cdot l_{H,(j)})$$

$$\Phi_w = \dot{m}_w \cdot c_w \sum_{j=0}^N \Delta T_{w,(j)}$$

Uguagliando le due espressioni, è possibile calcolare la temperatura dell'acqua in ingresso allo scambiatore analizzato (74).

Si riporta di seguito le risultanze dall'applicazione del processo di calcolo al caso in esame. Essendo interessante analizzare il contributo del recupero di calore latente, sul totale recuperato, si è scelto di concentrare l'attenzione alle condizioni di funzionamento in condizioni di bassa temperatura. E' proprio in queste condizioni infatti che il contributo del calore latente, recuperato dai fumi esausti risulta essere maggiore.

Nelle immagini seguenti sono state riportate la distribuzione delle potenze termiche recuperate dai due scambiatori. In particolare, per quanto riguarda lo scambiatore acqua/fumi si riporta in maniera distinta il recupero di calore sensibile e quello latente.

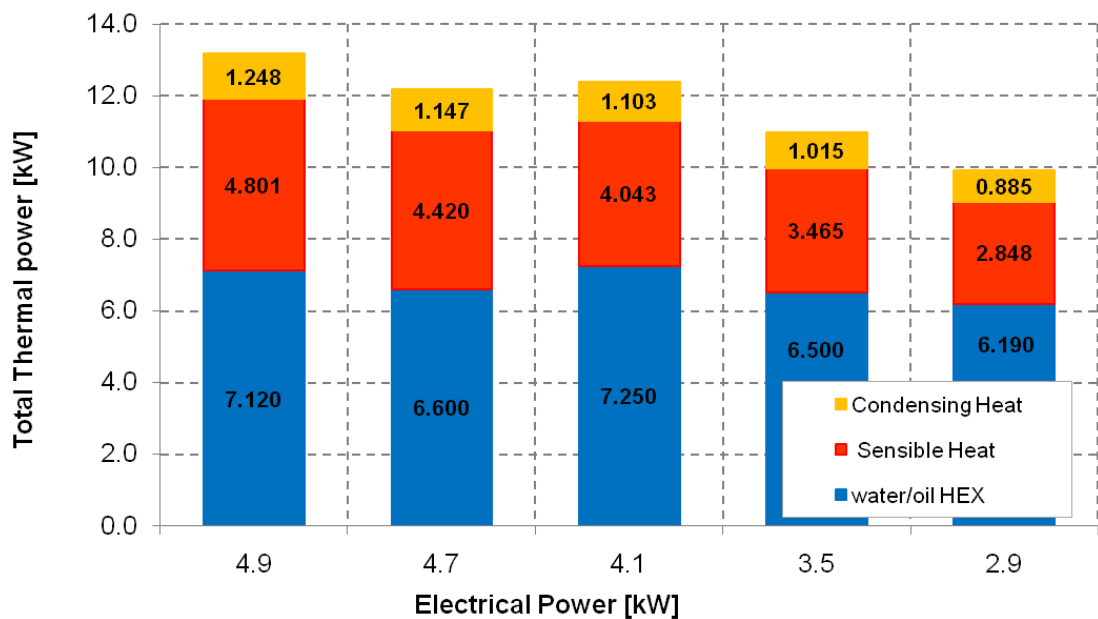


Figura 6. 36 Distribuzione della potenza termica recuperata, con alimentazione a NG (58)

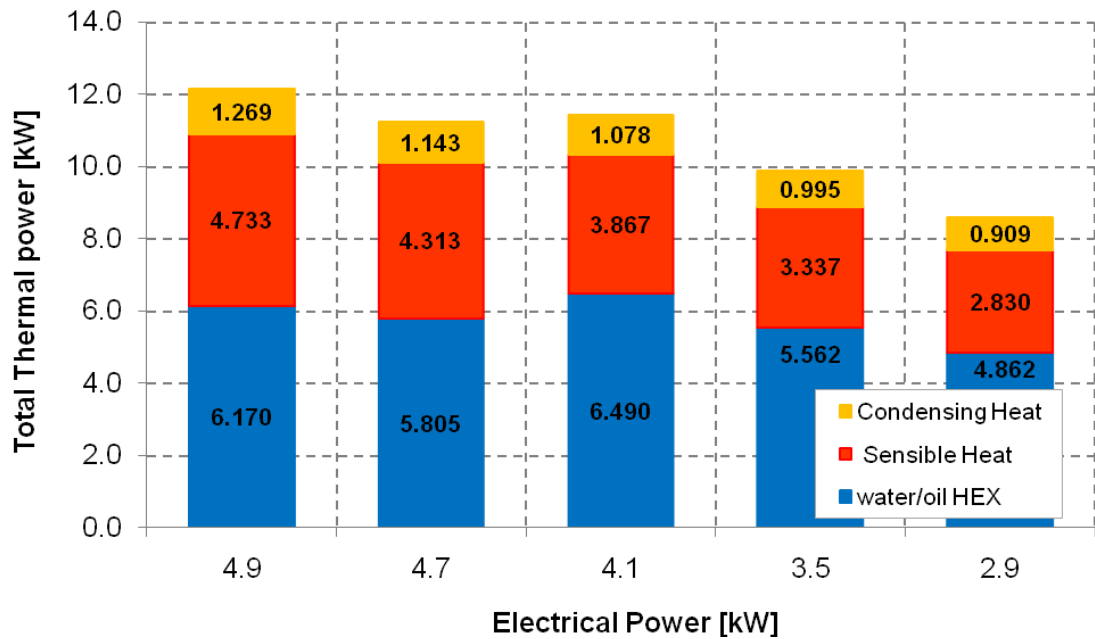


Figura 6. 37 Distribuzione della potenza termica recuperata, con alimentazione a H2NG (58)

La validità del modello è confermata dal buon accordo tra i dati simulati e quelli misurati, come sintetizzato nella figura sottostante. Si può notare come vi sia un buon accordo tra le potenze termiche misurate e quelle stimate mediante il modello numerico.

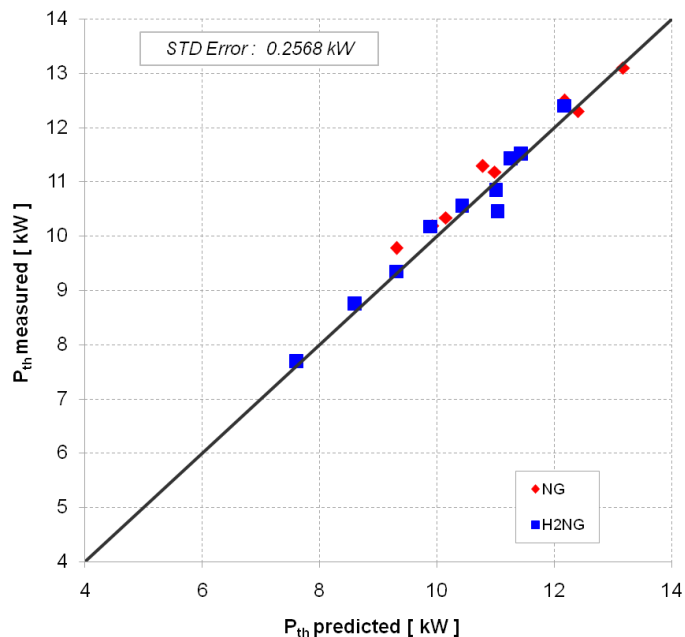


Figura 6. 38 Correlazione tra dati di potenza sperimentali e simulati (58)

Dai risultati riportati nelle figure precedenti, si evince che nel caso di alimentazione a H₂NG la potenza termica recuperata dallo scambiatore acqua/olio risulta essere sempre inferiore. Tale risultato è giustificato se si tiene conto che ad un miglioramento di efficienza meccanica corrisponde una riduzione delle irreversibilità nel ciclo Otto del motore (62) inoltre la miscela

H₂NG a parità di condizione di carico è caratterizzato da un minor contenuto energetico (potenze termiche di H₂NG sempre inferiori a quelle del NG). A conferma di tali affermazione si riporta di seguito i valori del Heat Release Rate valutato come rapporto tra il calore recuperato dal sistema di raffreddamento del jacket e il calore rilasciato dal combustibile, calcolato considerando il potere calorico inferiore (PCI o LHV). Si può osservare come Heat Release Rate sia massimo in entrambi i casi in corrispondenza del carico parziale, viste le maggiori irreversibilità. Relativamente allo scambiatore acqua/fumi, si riporta nella successiva immagine il Sensible and Latent Heat Rate (definito come rapporto tra la potenza termica totale recuperata dallo scambiatore acqua/fumi in regime di condensazione e la potenza rilasciata dal combustibile) al variare carico elettrico per i due combustibili. Nel caso di alimentazione ad H₂NG the Sensibile and Latent Heat è maggiore rispetto al funzionamento tradizionale. Nel dettaglio si riscontra un aumento medio del 1.8%.

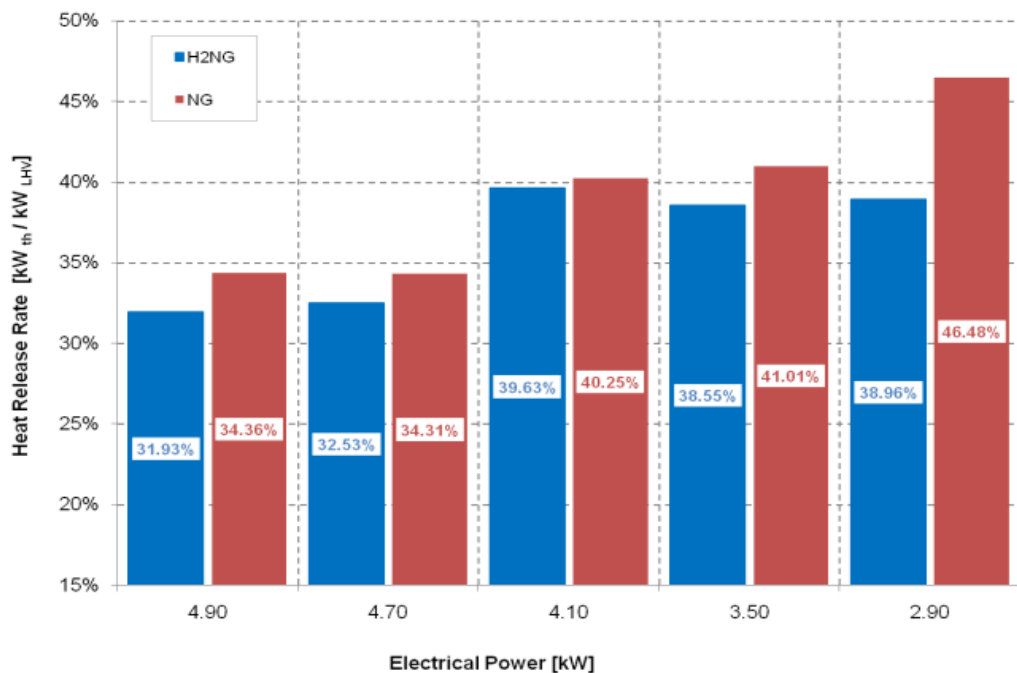


Figura 6. 39 Andamento del Heat Release Rate per alimentazione a H₂NG e NG, ottenuto con i dati simulati (58),

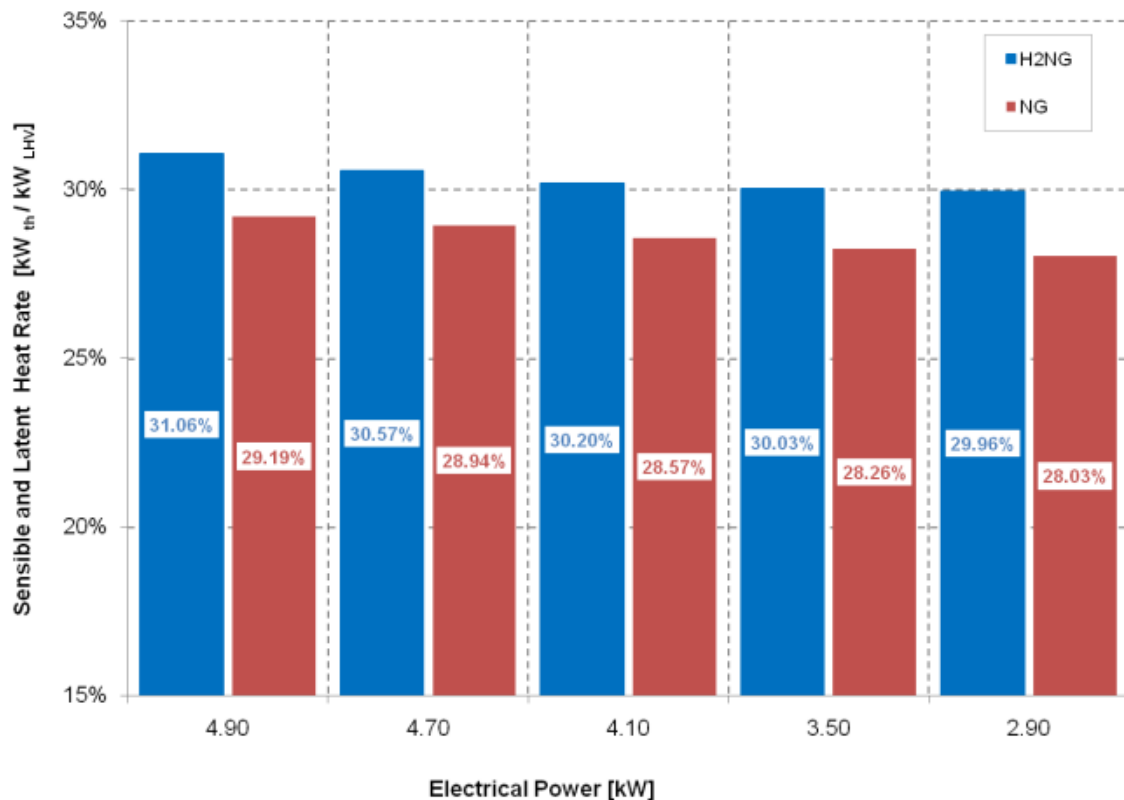


Figura 6. 40 Andamento del Sensible and Latent Heat Rate, ottenuto dai dati simulati, al variare del carico (58)

Sostanzialmente l'effetto finale che si è riscontrato è che utilizzando H₂NG lo scambiatore a condensazione fornisce un contributo alla potenza termica recuperata maggiore rispetto al funzionamento a NG. Nello specifico per il carico nominale si ha rispettivamente 31.06% contro 28.19% del Sensible and Latent Heat Rate. A completamento dell'analisi, si è provveduto a valutare incidenza della potenza termica recuperata per condensazione di vapore acqueo presente nei fumi sulla potenza termica totale recuperata. Si riporta sul medesimo grafico la portata di vapore acqueo condensata stimata mediante il modello di calcolo sviluppato da Lo Basso (52). Gli stessi risultati sono stati riportati per il caso di alimentazione a idrometano.

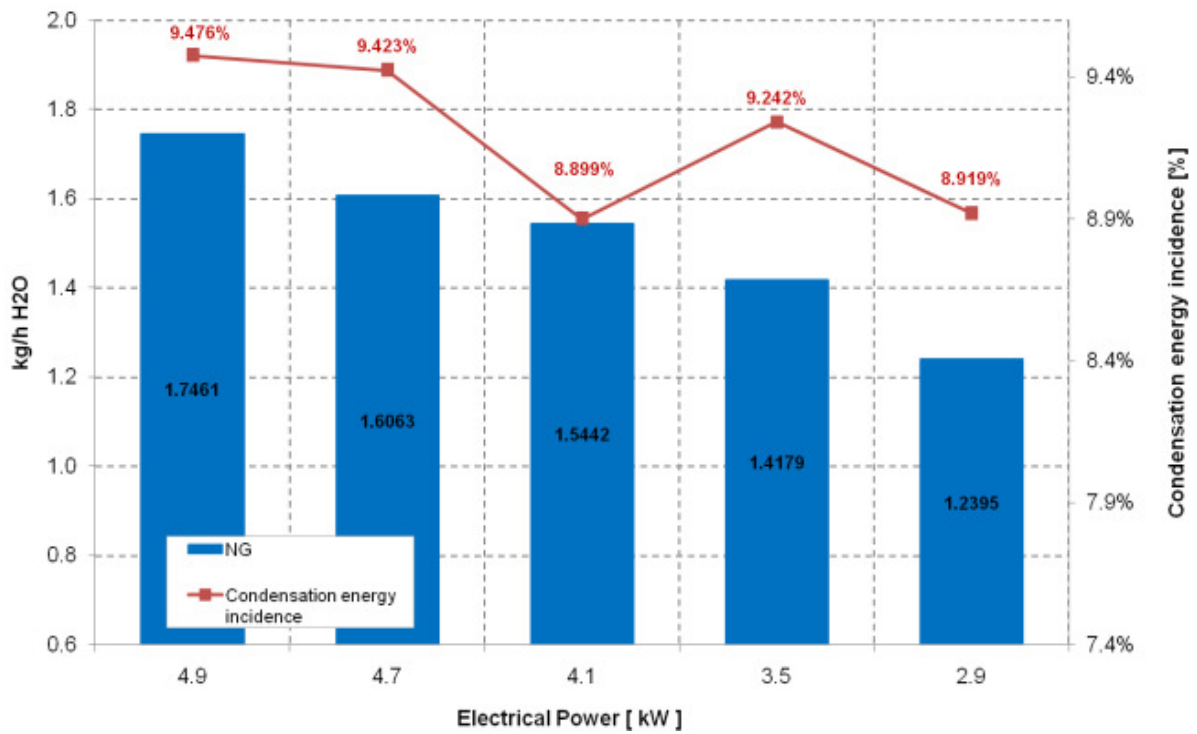


Figura 6. 41 Andamento del vapore acqueo condensato e dell'incidenza del recupero di potenza termica per condensazione, ottenuti mediante il modello di simulazione, per diversi valori del carico elettrico.
Alimentazione a NG (58)

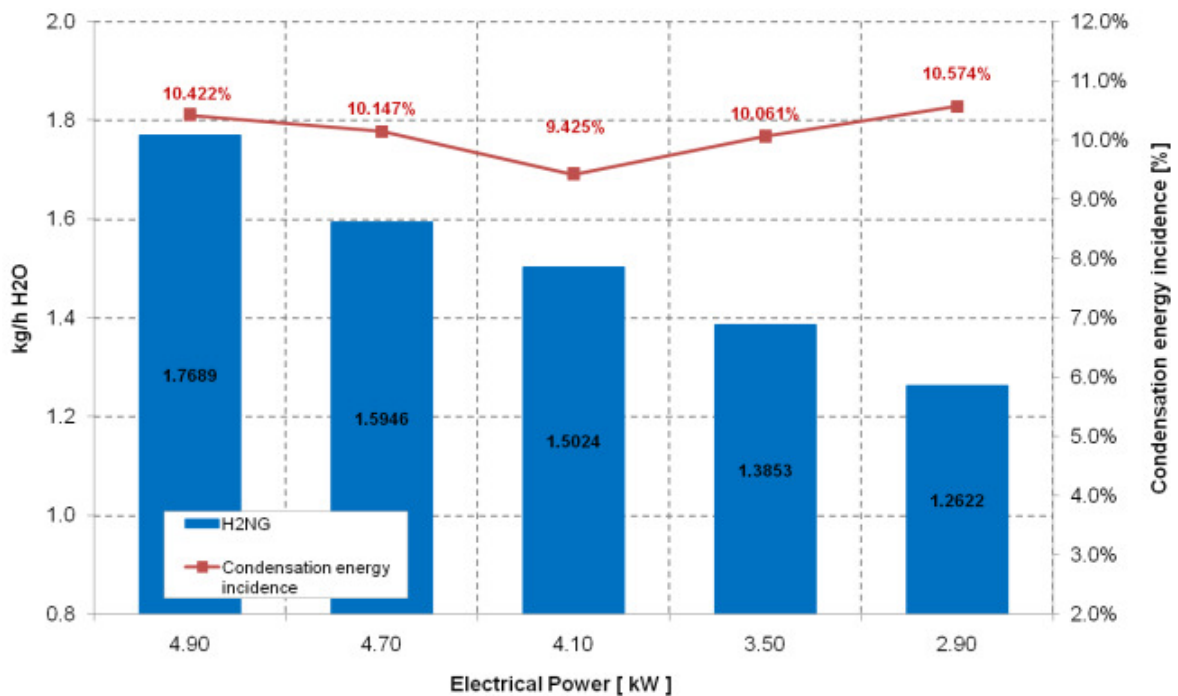


Figura 6. 42 Andamento del vapore acqueo condensato e dell'incidenza del recupero di potenza termica per condensazione, ottenuti mediante il modello di simulazione, per diversi valori del carico elettrico.
Alimentazione a H2NG (58)

Le due miscela come si nota danno portate massiche condensate diverse, tali risultati sono dovuti principalmente alla diversa composizione chimica dei combustibili e alla diversa temperatura di condensazione. Considerando la concentrazione massima di vapore acqueo contenuto nei gas combusti δ_{max} , è stato possibile stimare l'efficienza di condensazione definita in letteratura dalla seguente formula (54) (53):

$$\eta_{condens} = \frac{\delta_{max} - \delta}{\delta_{max}}$$

dove con δ si è indicato il valore del vapore acqueo effettivamente condensato, stimato con l'approccio grafico (52). Il valore dell'efficienza di condensazione e il relativo valore della portata di vapore condensato è riportato di seguito, per entrambe le miscela.

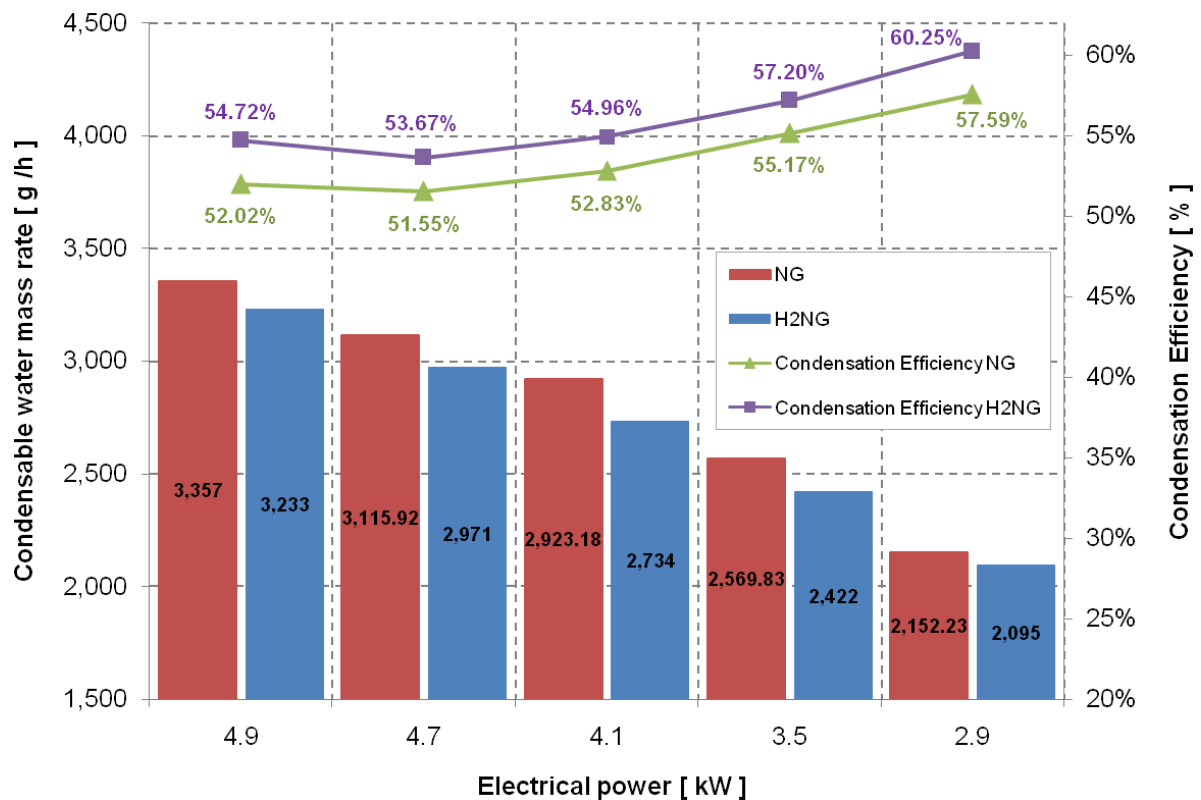


Figura 6. 43 Andamento dell'efficienza di condensazione e della porta d'acqua teorica condensabile per le due miscele (58)

Come anticipato, le due miscele a causa della loro diversa composizione, reagiscono diversamente alla reazione di combustione. In conseguenza di ciò il contenuto massimo di acqua presente allo stato vapore risulta differente. In particolare nel caso di metano si ha un maggior contenuto d'acqua. Ad ogni modo, nel caso di H₂NG il volume dei gas combusti risulta inferiore, producendo un aumento della pressione parziale del vapore acqueo e un

conseguente innalzamento della temperatura di saturazione (52). Questo aspetto, a parità delle condizioni di lavoro, provoca una maggiore efficienza di condensazione del vapore acqueo rispetto al caso di alimentazione a NG. Al fine di testare ulteriormente il modello di calcolo realizzato, si è deciso inoltre di investigare la ripartizione di calore nel caso di temperature dell'acqua di ritorno prossime ai 50°C.

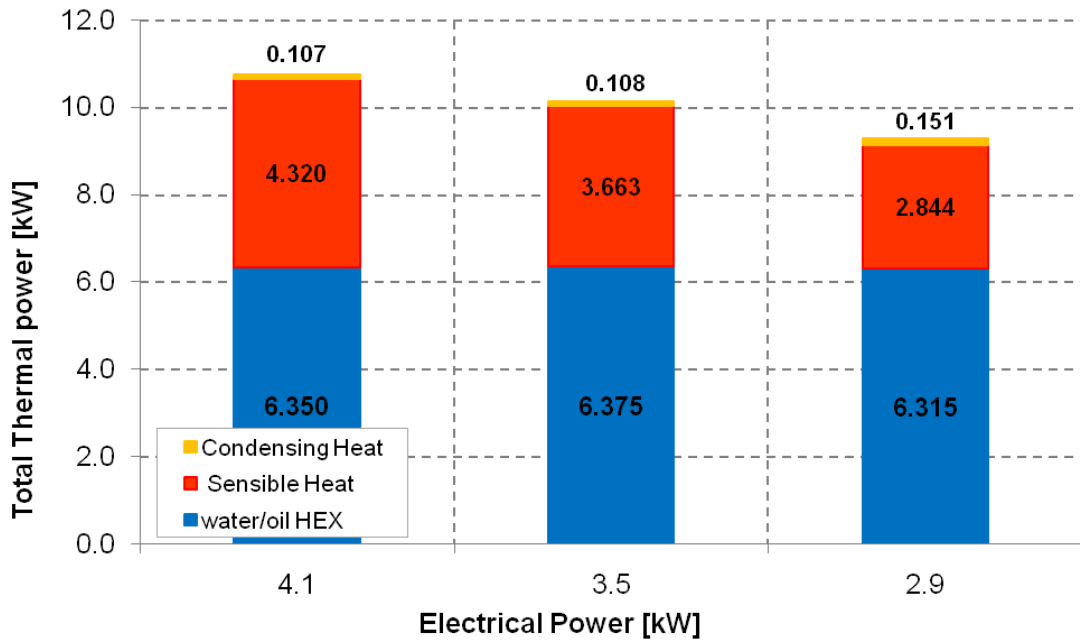


Figura 6. 44 Distribuzione della potenza termica recuperata, con alimentazione a NG,($T_{in}=50$)°C.

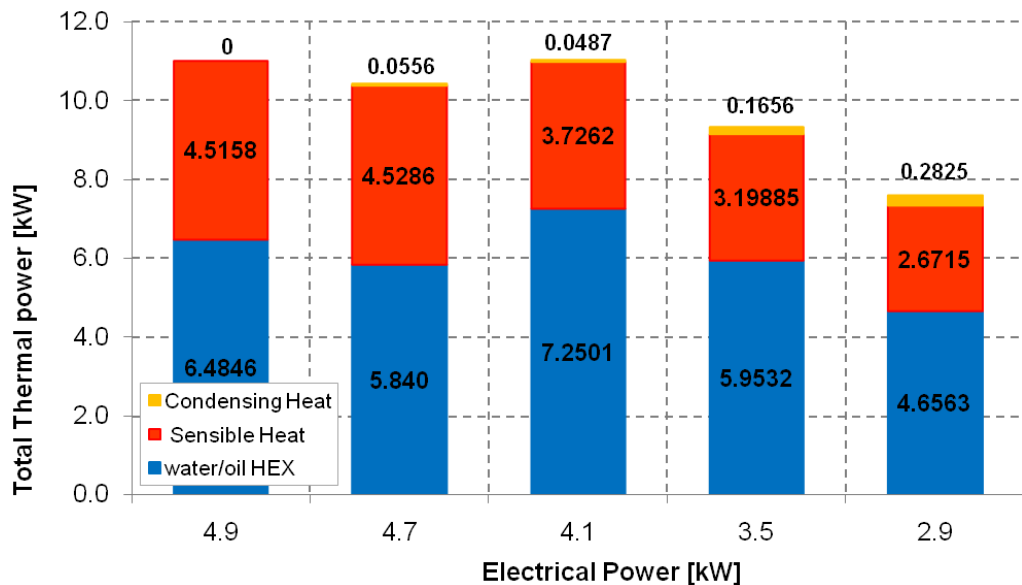


Figura 6. 45 Distribuzione della potenza termica recuperata, con alimentazione a H2NG,($T_{in}=50$)°C.

Una simile situazione di lavoro, ha permesso di simulare la distribuzione del calore e in particolare il contributo del calore latente presente nei fumi, nelle condizioni limite di condensazione del micro-cogeneratore. In entrambe le tipologie di combustibile, si nota come il contributo del calore latente sia praticamente azzerato, nonostante la temperatura di ritorno del circuito utilizzatore sia ancora inferiore a quella di condensazione del vapore acqueo nei fumi. Tale risultato è accettabile considerando la configurazione idraulica del sistema di recupero termico. Lo scambiatore a piastre acqua/olio è interposto tra il circuito utilizzatore e lo scambiatore a condensazione. In conseguenza di ciò l'acqua di ritorno al CHP recupera calore innalzando la sua temperatura prima di entrare nello scambiatore a condensazione, con conseguente riduzione del calore latente recuperato. Questo risultato numerico è in accordo con quanto riscontrato anche nelle prime misurazioni, riportate nel paragrafo 6.3, in cui si nota come in corrispondenza dei 50 °C le curve di funzionamento del CHP tendono ad aumentare la loro pendenza. Tale confronto conferma come il modello di calcolo adottato, anche con le esemplificazioni con cui è stato ideato, permette di descrivere esaurientemente il fenomeno del recupero di calore latente dello scambiatore anche in condizioni di alta temperatura. Le potenze totali simulate, come evidenziato nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono in buon accordo con quelle sperimentali.

Di seguito, sono riportati gli andamenti dei rendimenti termici calcolati sulla base delle potenze termiche registrate nella campagna sperimentale. Si osserva che a parità di combustibile utilizzato, il rendimento termico è maggiore in ogni condizione di carico nel caso di funzionamento in condensazione.

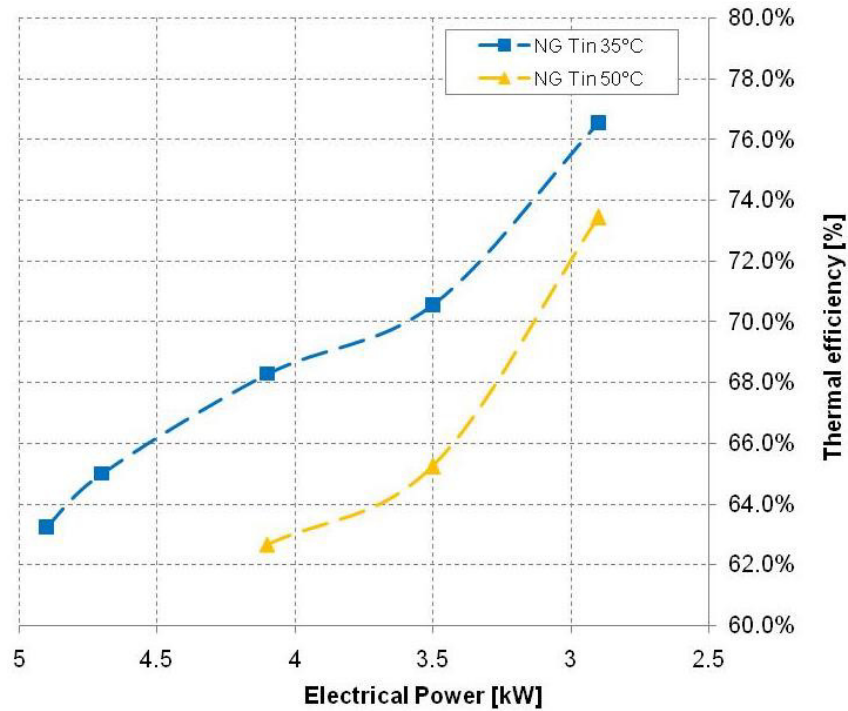


Figura 6. 46 Andamento del rendimento termico al variare del carico, per differenti temperature del circuito di ritorno. Alimentazione a NG. (58)

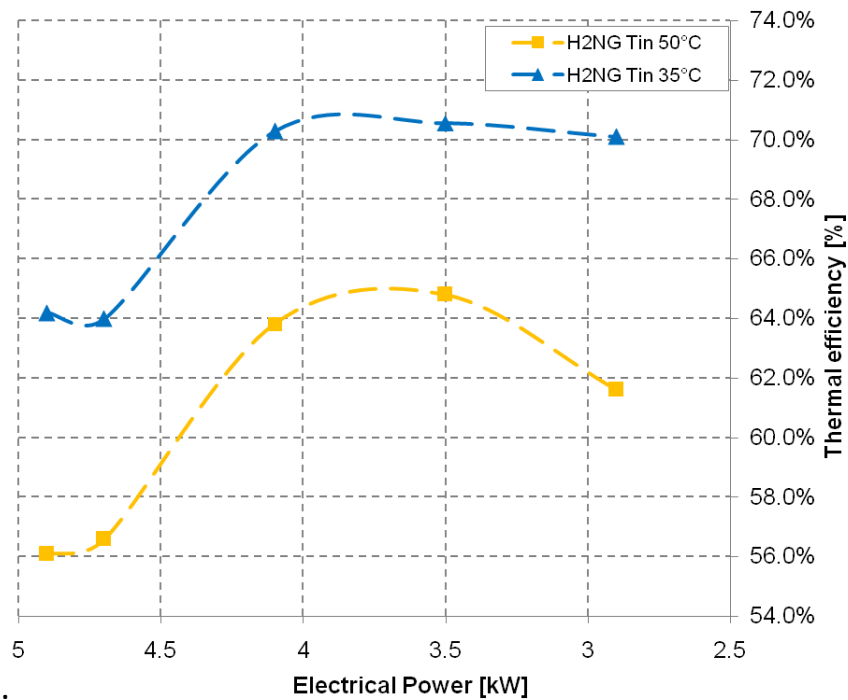


Figura 6. 47 Andamento del rendimento termico al variare del carico, per differenti temperature del circuito di ritorno. Alimentazione a H2NG (58)

Al fine di evidenziare le differenze del rendimento termico, a parità di condizioni di lavoro, variando il combustibile di alimentazione, sono stati costruiti i grafici seguenti.

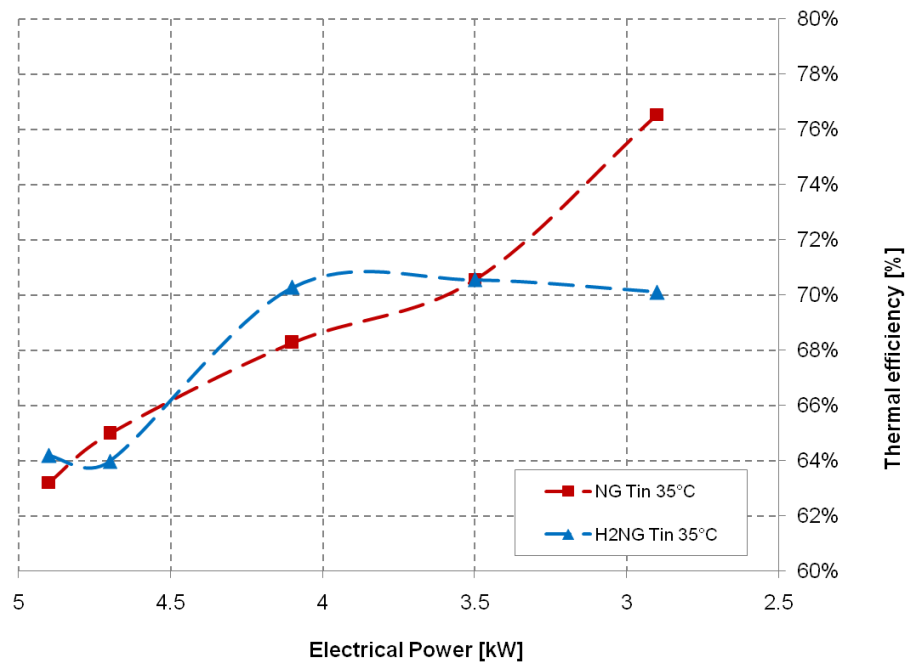


Figura 6. 48 Confronto tra i rendimenti termici a bassa temperatura nel caso di alimentazione a NG e H2NG (58)

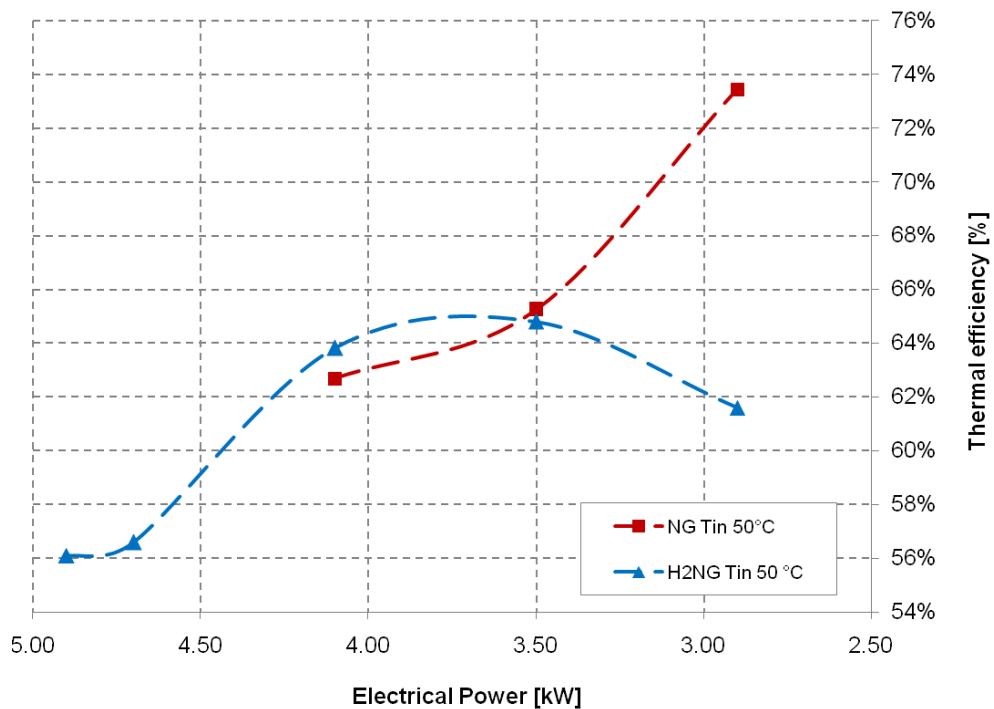


Figura 6. 49 Confronto tra i rendimenti termici ad alta temperatura nel caso di alimentazione a NG e H2NG (58)

Focalizzando l'attenzione nel caso di funzionamento a bassa temperatura, gli andamenti dei rendimenti non risultano simili a quelli delle potenze. Nel dettaglio si notano delle intersezioni tra le due curve che impediscono di definire in maniera univoca l'effetto dell'arricchimento di idrogeno sul rendimento termico al variare del carico elettrico. Questa indeterminazione ha

reso necessario investigare sulla qualità delle misure per verificare che i comportamenti rilevati non siano ascrivibili a fenomeno termodinamici non previsti nell'analisi condotta.

6.5.3 Analisi dell'errore

Per completare l'analisi dei risultati è stata valutata l'incertezza di misura sui rendimenti elettrici e termici. Per quanto riguarda il rendimento elettrico è possibile notare che l'incertezza è funzione dei parametri misurati che nel caso specifico sono la potenza elettrica e la portata di NG. Nel caso del rendimento termico i parametri misurati sono: la portata di acqua e glicole, le temperature di ingresso ed uscita del fluido termovettore e la portata di NG. A questo punto applicando la legge fondamentale per la propagazione dell'errore, differenziando l'espressione del rendimento elettrico, si ottiene quanto segue:

$$d(\eta_{el}) = \frac{1}{LHV \cdot q_{NG}} \cdot dP_{el} - \frac{P_{el}}{LHV \cdot q_{NG}^2} \cdot dq_{NG}$$

Per cui il valore dell'incertezza quadratica è riportata nell'equazione seguente:

$$u(\eta_{el})^2 = \left(\frac{1}{LHV \cdot q_{NG}} u(P_{el}) \right)^2 + \left(\frac{P_{el}}{LHV \cdot q_{NG}^2} u(q_{NG}) \right)^2$$

Mentre l'incertezza relativa vale:

$$\left(\frac{u(\eta_{el})}{\eta_{el}} \right)^2 = \left(\frac{u(P_{el})}{P_{el}} \right)^2 + \left(\frac{u(q_{NG})}{q_{NG}} \right)^2$$

Lo stesso approccio è stato applicato per la valutazione dell'incertezza di misura sul rendimento termico. Per cui nel caso dell'alimentazione a gas naturale l'incertezza relativa vale:

$$\left(\frac{u(\eta_{th})}{\eta_{th}} \right)^2 = \left(\frac{u(\dot{m}_w)}{\dot{m}_w} \right)^2 + \left(\frac{u(q_{NG})}{q_{NG}} \right)^2 + \left(\frac{u(\Delta T_w)}{\Delta T_w} \right)^2$$

Per quanto riguarda la campagna sperimentale condotta sul CHP alimentato dalla miscela H₂NG al 15% il valore dell'incertezza viene influenzato da un errore di misura aggiuntivo dovuto alla presenza del mass flow dell'idrogeno. Pertanto l'incertezza assoluta della portata volumetrica della miscela di H₂NG è espressa dall'equazione sottostante:

$$u(q_{\text{H}_2\text{NG}}) = \left(u(q_{NG})^2 + u(q_{H_2})^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

Analogamente a quanto sopra esposto si ottengono le espressioni delle incertezze relative per il rendimento elettrico e termico:

$$\left(\frac{u(\eta'_{el})}{\eta'_{el}}\right)^2 = \left(\frac{u(P_{el})}{P_{el}}\right)^2 + \left(\frac{u(q_{H_2NG})}{q_{H_2NG}}\right)^2$$

$$\left(\frac{u(\eta'_{th})}{\eta'_{th}}\right)^2 = \left(\frac{u(\dot{m}_w)}{\dot{m}_w}\right)^2 + \left(\frac{u(q_{H_2NG})}{q_{H_2NG}}\right)^2 + \left(\frac{u(\Delta T_w)}{\Delta T_w}\right)^2$$

Al fine di garantire che le differenze registrate tra i rendimenti non siano dipendenti dall'incertezza di misura della strumentazione installata, sono state stimate le due quantità $(\eta'_{el} - \eta_{el})$ e $(\eta'_{th} - \eta_{th})$, nelle condizioni nominali valgono rispettivamente 1.72% e 0.97%,. In coerenza con tali valori si è reso necessario valutare le incertezze delle differenza di rendimento:

$$u(\eta'_{el} - \eta_{el}); \quad u(\eta'_{th} - \eta_{th})$$

Sostituendo i valori numerici, si ha che la differenza dei rendimenti elettrici è pari $1.72\% \pm 0.72\%$, mentre per il rendimento termico si ha una differenza pari a $0.97\% \pm 1.70\%$. Nel primo caso è possibile affermare che le misure sui rendimenti elettrici sono attendibili in quanto le variazioni apprezzate sono superiori all'errore di misura. Nel secondo caso, le variazioni riscontrate sono totalmente assorbite dall'errore di misura, tranne nei punti a carico parziale pari a 4.1 kW_{el} e 2.9 kW_{el} .

Osservando gli andamenti del rendimento di primo principio nel caso di condensazione, è stato necessario eseguire un'ulteriore analisi delle incertezze. Facendo riferimento alle condizioni di carico nominale, la differenza registrata tra l'alimentazione H_2NG e NG è pari a 2.68%. Una volta calcolata l'incertezza massima ($\pm 1.84\%$), si può affermare che l'unica misura non attendibile si è verificata in corrispondenza del carico pari a 4.7 kW_{el} . Infatti in questa condizione la differenza registrata è circa pari a -0.9% e quindi pienamente assorbita dall'errore di misura. Pertanto è possibile affermare che nell'intervallo compreso tra 100% e il 75% della potenza elettrica, l'efficienza globale di conversione con alimentazione a H_2NG risulta essere superiore o uguale rispetto a quelle a NG . Per carichi parziali inferiori al 65% l'efficienza globale è penalizzata. Lo stesso fenomeno è stato registrato nel caso di funzionamento ad alta temperatura.

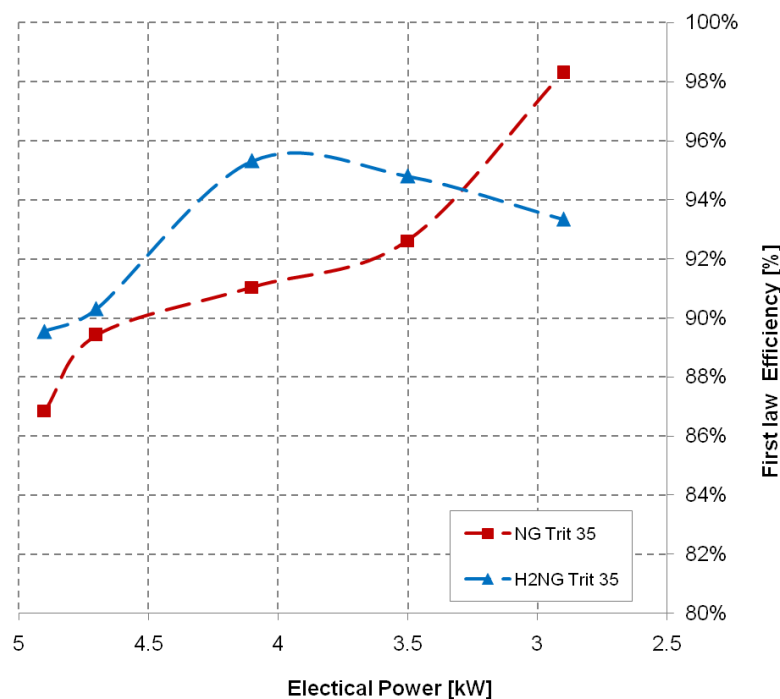


Figura 6. 50 Andamento del rendimento di primo principio con il carico elettrico, ($T_{in}=35^{\circ}\text{C}$) (58).

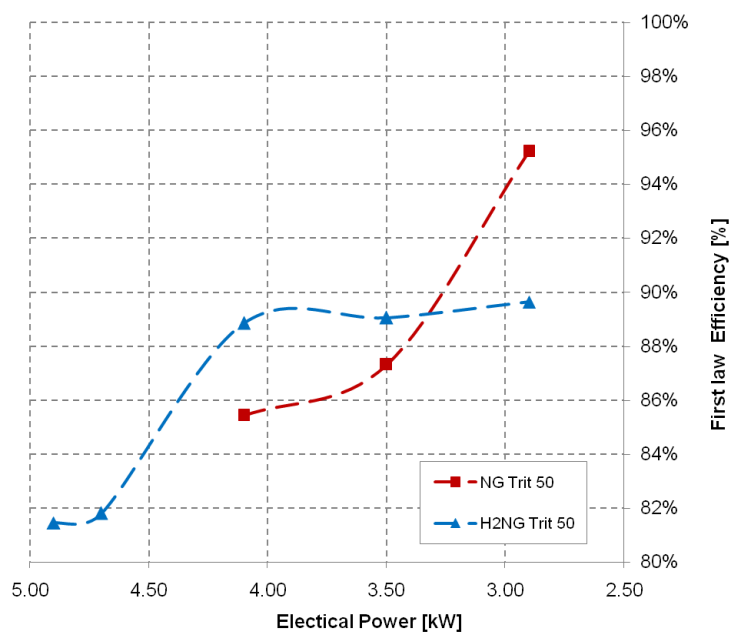


Figura 6. 51 Andamento del rendimento del primo principio con il carico elettrico ($T_{in}=50^{\circ}\text{C}$) (58)

Al fine di completare l'interpretazione dei risultati sperimentali, si è indagato anche sull'incertezza di misura della potenza termica. In questo caso l'incertezza relativa della grandezza osservata rimane costante, mentre le incertezze assolute sono pari a $\pm 0.1599 \text{ kW}_{th}$ per il caso NG e $\pm 0.1514 \text{ kW}_{th}$ per il caso H₂NG. Inoltre l'incertezza assoluta sulla differenza

delle potenze misurate $u(P'_{th} - P_{th})$ è pari a $\pm 0.2202 \text{ kW}_{th}$. Poiché in condizioni di carico nominale la differenza delle potenze termiche registrate tra alimentazione a H₂NG e NG è pari a -0.6984 kW_{th} , le misure sulle potenze sono attendibili. Si può quindi affermare che esiste sempre una riduzione di potenza termica recuperata nel caso H₂NG.

I valori poco attendibili riscontrati sui rendimenti termici sono dovuti essenzialmente alla propagazione dell'incertezza di misura introdotta dal mass flow dell'idrogeno. Questo significa che per intervalli di potenza compresi tra 100% e il 75% non vi è una variazione significativa del rendimento di recupero termico. Dopo questa soglia invece il valore tende a diminuire.

A valle di tali considerazioni, si può affermare che nel caso di alimentazione a NG, in entrambe le condizioni di lavoro, si ha un massimo del rendimento di primo principio in corrispondenza del carico parziale (2.9 kW_{el}) a vantaggio del recupero termico rispetto alla producibilità elettrica. Parallelamente si può osservare che nel caso di alimentazione ad H₂NG nel funzionamento a condensazione il valore di picco del rendimento di primo principio lo si ha in corrispondenza del 85 % del carico elettrico (4.1 kW). Mentre nel funzionamento non a condensazione il valore massimo del rendimento di primo principio numericamente lo si ha in corrispondenza di 2.9 kW_{el} ma data la ridotta variazione della grandezza si afferma che, approssimativamente il massimo rendimento di conversione lo si ha nel range di potenza elettrica compresa tra i 4.1 kW_{el} e 2.9 kW_{el} .

6.6 Aspetto ambientale: stima teorica delle emissioni di CO₂

A valle delle analisi sperimentali è risultato interessante valutare l'impatto ambientale, in termini di emissioni di CO₂ riferita alla produzione energetica, del sistema di cogenerazione sperimentato. A tal fine si è deciso di valutare inizialmente le emissioni CO₂ correlata alla produzione elettrica, escludendo in un primo momento in contributo offerto dalla cogenerazione riguardo alla produzione combinata. Allo scopo di avere un valore di riferimento sugli eventuali benefici ambientali del sistema di cogenerazione, si è successivamente confrontato il valore di emissione specifica del CHP con quello del parco termoelettrico nazionale. Riguardo alle modalità di calcolo delle emissioni di CO₂, non essendo stato possibile eseguire misure dirette e considerando che il motore è dotato di catalizzatore a tre vie, si è in prima approssimazione considerate la composizione dei fumi esausti coincidente con quella derivante dall'equazione chimica di combustione. In queste ipotesi nel caso di alimentazione a NG, si ha per ogni metro cubo di combustibile immesso, circa 1.963 kg di CO₂, mentre nel caso alimentazione a H₂NG tale grandezza assume il valore di 1.669 kg di CO₂. In base alle portate di combustibile richiesto nelle diverse condizioni di lavoro, è stato possibile stimare il valore di emissione specifico espresso in kg di CO₂ emesso per la produzione di un kWh elettrico (Figura 6.52).

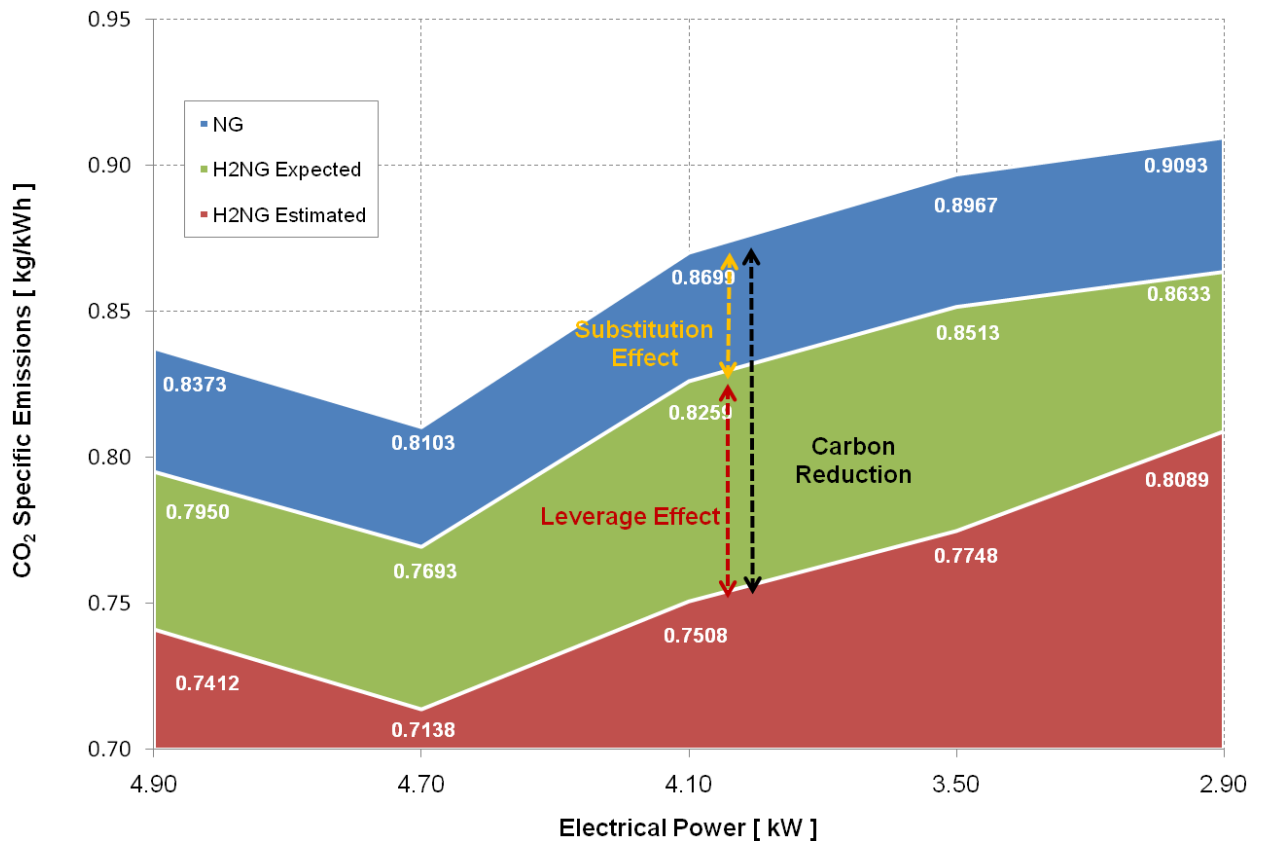


Figura 6. 52 Emissioni specifiche del μ CHP considerandolo come macchina produttrice di solo energia elettrica. Valori stimati ipotizzando che la reazione di combustione reale sia approssimabile a quella stechiometrica (58)

Nella figura precedente, si è riportato l'emissione specifiche sia nel caso di alimentazione a NG sia nel caso di H₂NG (H₂NG Estimated), inoltre si è ritenuto opportuno riportare il valore di emissione che si avrebbe avuto se la miscela H₂NG non avesse prodotto un incremento di efficienza di conversione elettrica (H₂NG Expected). Analizzando gli andamenti delle emissioni ottenute nel caso ad NG e H₂NG reale, si può osservare come l'arricchimento di H₂ della miscela abbia prodotto una sensibile riduzione del coefficiente di emissione specifica. Osservando nel complesso, tutte e tre le curve si osserva come i valori minori di emissioni si hanno in corrispondenza del carico elettrico pari a 4.1 kW, questo aspetto è giustificato dal maggior valore del rendimento elettrico che la macchina è in grado di raggiungere in tali condizioni di carico. I restanti valori di emissione specifica sono altrettanto coerenti con i valori dei rendimenti termici ottenuti nelle due tipologie di alimentazione.

La stima condotta fino a questo punto, ad ogni modo non risulta essere del tutto esaustiva in quanto si penalizza il sistema di cogenerazione trascurando l'effetto utile del recupero di calore termico. In altri termini, al fine di valutare coerentemente le reali emissioni di CO₂

risulta necessario considerare sia l'energia elettrica prodotta sia l'energia termica recuperata. In letteratura scientifica sono presenti numerosi lavori (64) (63) (65) (66) (67) (68). In particolare Bianchi e De Pascale propongono in Emission Calculation Methodologies for CHP Plants, una procedura basata sulla seguente espressione:

$$\delta_{CHP} = \delta_{el} - \delta_{Avd} = \delta_{el} - \left(\frac{\lambda'_t}{\eta_{g,ref}} \right) \cdot \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_{el}} \right)$$

dove:

- δ_{el} emissione specifica per la sola generazione elettrica;
- λ'_t è il coefficiente di emissione specifica del generatore evitato;
- $\eta_{g,ref}$ rappresenta l'efficienza termica del generatore evitato.

Con un simile relazione, gli autori (Bianchi, De Pascale) evidenziano come all'emissione specifica del CHP debba essere sottratta una percentuale correlata al calore utile recuperato mediante cogenerazione. Un simile approccio risulta coerente con il fatto che, lo stesso calore recuperato può essere generato da una soluzione tradizionale di generazione termica, con conseguente produzione di ulteriore CO₂ in atmosfera. Il beneficio della cogenerazione dal punto di vista ambientale quindi risiede nel fatto che con la stessa portata di combustibile fossile bruciata si riesce a soddisfare una quota parte del fabbisogno elettrico e termico dell'utenza, risparmiando il quantitativo di energia primaria con conseguente riduzione delle emissioni. Applicando tale approccio, è stato possibile valutare il valore del fattore di emissione specifico, comprensivo del contributo del calore termico recuperato. In prima istanza si è considerata come tecnologia di riferimento per la produzione di calore, una caldaia alimentata a NG di tipo tradizionale (ovvero non a condensazione), con un rendimento medio del 90%.

In base a tali assunzioni, l'emissione di CO₂ per il CHP sperimentato sono risultate inferiori a 0.2491 kg per ogni kWh elettrico prodotto, nel caso di alimentazione a NG. Il cambio di combustibile (alimentazione a H₂NG), invece produce un valore dell'emissione sempre minori di 0.1843 kg per kWh prodotto.

Gli andamenti in questo caso sono decrescenti andando dai carichi elevati a quelli piccoli, in quanto per valori elevati della potenza elettrica richiesta alla macchina i relativi rendimenti termici sono minori, come descritto nel paragrafo corrispondente.

Le figure sottostanti mostrano le emissioni specifiche corrette secondo la metodologia sopraindicata. In particolare, sono stati analizzati due casi distinti: il primo fa riferimento all'impiego di un generatore di calore tradizionale; il secondo fa riferimento a un generatore a condensazione.

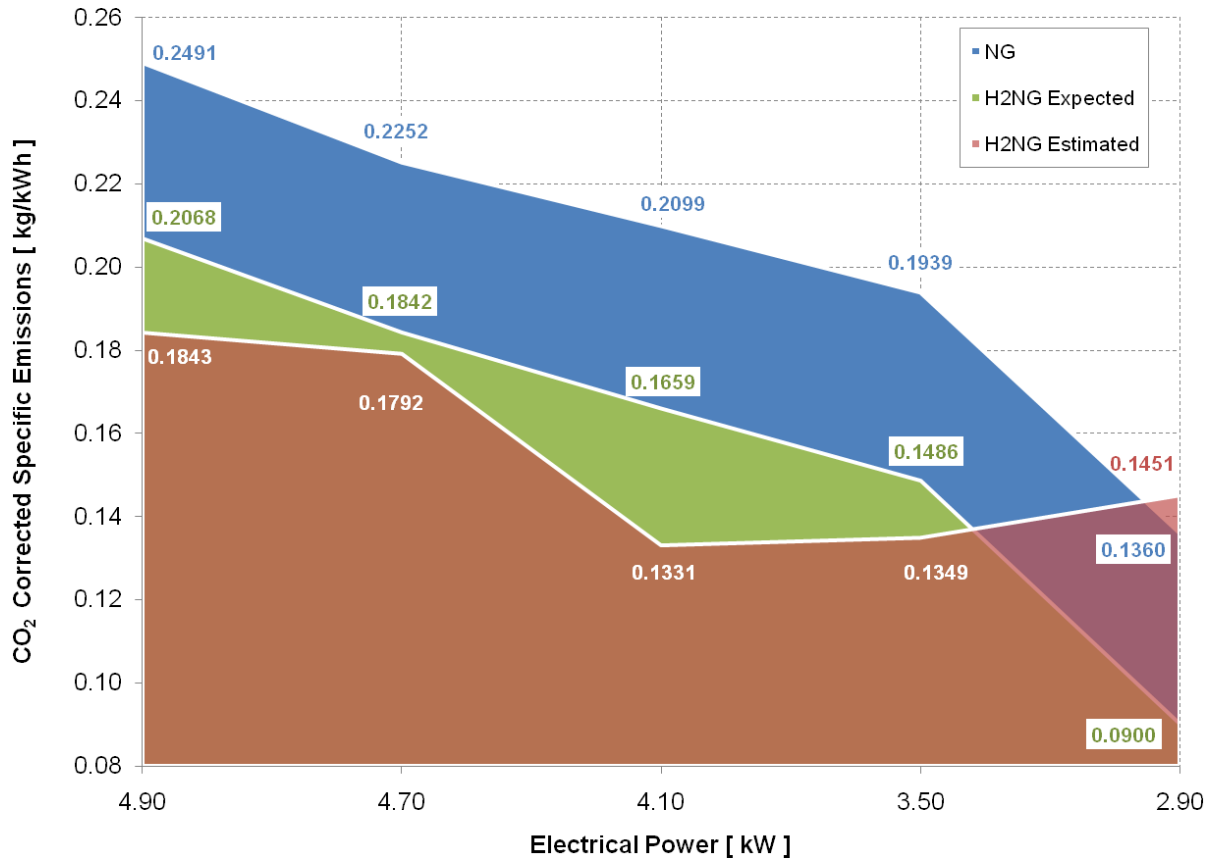


Figura 6. 53 Emissioni specifiche del μ CHP considerandolo come macchina produttrice sia di energia elettrica sia termica. Valori stimati ipotizzando che la reazione di combustione reale sia approssimabile a quella stechiometrica. Tecnologia tradizionale di confronto coincidente con caldaia a NG non a condensazione (58).

Allo stato attuale dell'evoluzione tecnologica nel settore della climatizzazione residenziale, è sembrato opportuno eseguire un confronto anche con una tecnologia di produzione separata di calore con efficienze maggiori. In questa logica, si è ripetuta la stima del fattore di emissioni specifiche considerando come tecnologia di riferimento una caldaia a condensazione in cui il rendimento di conversione valutato rispetto al P.C.I. è di 107%

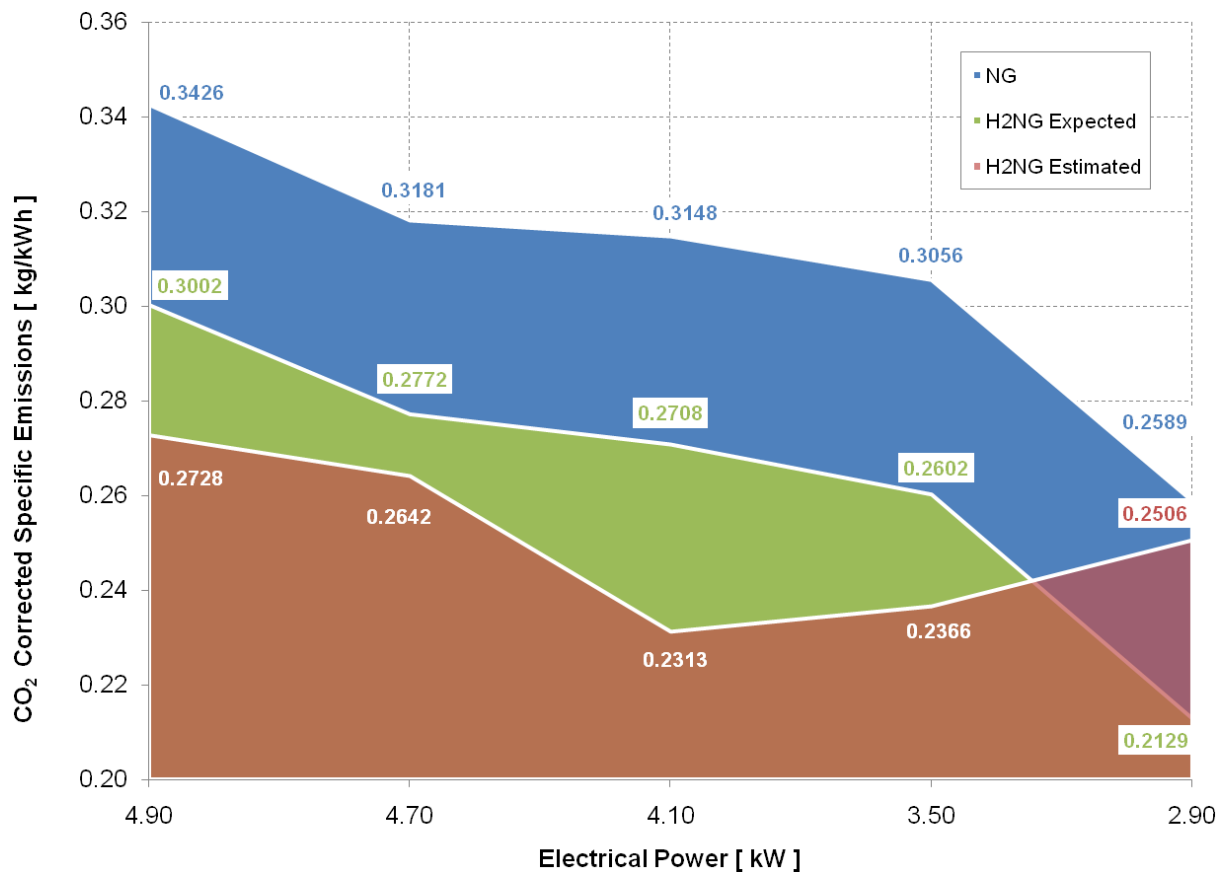


Figura 6. 54 Emissioni specifiche del μ CHP considerandolo come macchina produttrice sia di energia elettrica sia termica. Valori stimati ipotizzando che la reazione di combustione reale sia approssimabile a quella stechiometrica. Tecnologia tradizionale di confronto caldaia a NG a condensazione (58).

Analizzando i risultati della figura precedente, si può notare come le emissioni specifiche se riferite al generatore di calore evitato di tipo tradizionale hanno il valore più basso rispetto alle emissioni specifiche calcolate considerando solo l'effetto elettrico del CHP. Tali risultati evidenziano come se si prende come riferimento una caldaia a condensazione, le emissioni risulteranno maggiori di quelle stimate con la caldaia tradizionale ma comunque inferiori a quelle stimate considerando solo l'effetto elettrico. In generale si può osservare, che mediante la procedura adottata, le emissioni ottenibili con un'alimentazione a H₂NG siano minori di quelle ottenute con un'alimentazione a NG. Questo andamento si inverte in corrispondenza del carico parziale 2.9 kW_{el} coerentemente con la riduzione dei rendimenti di primo principio nel caso di H₂NG.

Tabella 6. 4 Dati numerici utilizzati per la costruzione delle curve di emissione specifica (58).

P_{el} [kW]	η_{th}		η_{el}		Caldaia Tradizionale		Caldaia a Condensazione	
	NG	H2NG	NG	H2NG	λ'_t [CO ₂ /kWh _{LHV,CH4}]	$\eta_{g,ref}$	λ'_t [CO ₂ /kWh _{LHV,CH4}]	$\eta_{g,ref}$
4.9	63.220 %	64.188 %	23.647 %	25.361%	0.220	0.9	0.185	1.07
4.7	64.989 %	63.984 %	24.436 %	26.333%	0.220	0.9	0.185	1.07
4.1	68.283 %	70.287 %	22.761 %	25.037%	0.220	0.9	0.185	1.07
3.5	70.536 %	70.557 %	22.082 %	24.258%	0.220	0.9	0.185	1.07
2.9	76.537 %	70.108 %	21.775 %	23.237%	0.220	0.9	0.185	1.07

In fine si è proceduto a confrontare l'emissione specifica del sistema cogenerativo sperimentato, con il corrispondente valore del parco termoelettrico nazionale. Dal data base AEEG è emerso come nel 2012 (anno più recente di cui il data base riporta i dati nel momento in cui è stato realizzato il presente lavoro) l'emissione specifica riferita al consumo di un kWh elettrico, comprensivo del contributo delle fonti rinnovabili e delle perdite lungo la linea è di 0.3736 kg/kWh_{el}. Tale valore risulta essere in ogni caso superiore sia nel caso di alimentazione a NG sia a H₂NG sia nel caso di confronto con un caldaia tradizionale sia con caldaia a condensazione. Questo aspetto evidenzia come la cogenerazione, anche a piccola scala possa contribuire sensibilmente ad una riduzione delle emissioni di GHG e in particolare di CO₂ derivante dal settore civile (residenziale). In fine da punto di vista ambientale, la miscela H₂NG risulta essere una fonte di energia con elevato grado di compatibilità ambientale se applicata nell'alimentazione di sistemi cogenerazione a combustione interna. Il limite di tale tecnologia è correlato essenzialmente all'aspetto economico, come descritto nel capitolo successivo.

7 Analisi tecnico-economica di sistemi di micro-generazione

7.1 Generalità

La generazione diffusa, rappresenta una soluzione di generazione energetica con buone potenzialità ai fini della riduzione del fabbisogno di energia primaria per i diversi settori produttivi della società. Le diverse tecnologie presenti sul mercato hanno caratteristiche fortemente diverse in termini di programmabilità e rendimento di produzione. Una loro possibile diffusione nel tessuto urbano è correlata non solo all'aspetto prettamente energetico ma anche alla reale convenienza economica, in termini di costi di gestione e di investimento iniziale a cui l'utente finale deve fare fronte. Nei capitoli precedenti si è investigato sulle potenzialità energetiche delle diverse soluzioni di micro-generazione, programmabili e non programmabili per le applicazioni civili, in questo capitolo si è incentrata l'attenzione sull'aspetto tecnico-economico. Nello specifico, si deciso di realizzare un'analisi tecnico-economica, di tipo parametrico, dei sistemi cogenerativi e dei sistemi fotovoltaici, integrati all'interno di una generica utenza residenziale. Tale analisi ha permesso di definire una procedura di scelta preliminare tra le diverse tecnologie di generazione distribuita, in funzione delle caratteristiche delle utenze delle risorse locali. Successivamente allo scopo di aumentare il grado di dettaglio sulle potenzialità del sistema cogenerativo, si scelto di condurre un'analisi in regime dinamico.

7.2 Analisi tecnico-economica di tipo parametrico

7.2.1 Utenza residenziale: modello energetico base (M1)

I sistemi di micro generazione distribuita possono trovare particolare utilizzo per applicazioni di tipo residenziale dove il risparmio energetico risulta particolarmente promosso dalle istituzioni, italiane ed europee. I carichi termici ed elettrici di tali utenze sono caratterizzati da una variabilità sia di tipo giornaliera sia di tipo stagionale. Al fine di ottenere reali benefici energetici ed economici, un sistema di micro generazione deve essere in grado di seguire tali variabilità. In particolare, mentre dal punto di vista termico, la contemporaneità tra

produzione e consumo energetico, può essere in parte ammortizzata mediante sistemi di accumulo, relativamente al consumo elettrico è da preferire un autoconsumo dell'energia prodotta piuttosto che l'immissione in rete. E' quindi indispensabile, come primo aspetto di una razionale scelta impiantistica, la stima dei consumi energetici richiesti dall'utenza. A tale scopo è stato costruito un modello di utenze residenziale caratterizzata da due ville da 250 m² ciascuna, poste nelle immediate vicinanze l'una dall'altra. Una simile utenza è indubbiamente caratterizzata da un consumo energetico superiore alle tradizionali utenze domestiche, per questo motivo è risultato interessante valutare le potenzialità di risparmio energetico ed economico potenzialmente ottenibili con i sistemi di micro generazione investigati.

Il consumo energetico è indubbiamente correlato alla situazione climatica in cui una utenza è situata, inizialmente al fine di ottenere risultati facilmente estendibili su tutto il territorio italiano, si è scelto di considerare una situazione climatica intermedia. In altre parole si è considerata una situazione climatica corrispondente a 1400 gradi giorno (Zona climatica D, posta in Italia centrale).

Un'elevata percentuale del patrimonio edilizio residenziale italiano risale prima del 1990, ovvero prima delle principali normative in campo riduzione dei consumi energetici in campo civile. D'altro canto la campagna di sensibilizzazione e i principali sistemi di incentivazione dell'efficienza energetica, hanno indubbiamente migliorato le prestazioni energetiche dei sistemi edifici-impianti. Ad ogni modo un'elevata percentuale di edifici pre-esistenti ricade all'interno tra la classe C e D.

Allo scopo di valutare il potenziale inserimento all'interno di tipologie edilizie più ricorrenti nel tessuto nazionale, si è scelto di considerare edifici classificati secondo l'attuale normativa in classe D. Partendo da tali ipotesi iniziali, è stato possibile fissare i consumi energetici specifici, sia termici sia elettrici e quindi definire i relativi consumi annui. L'intero processo di analisi è sintetizzato di seguito.

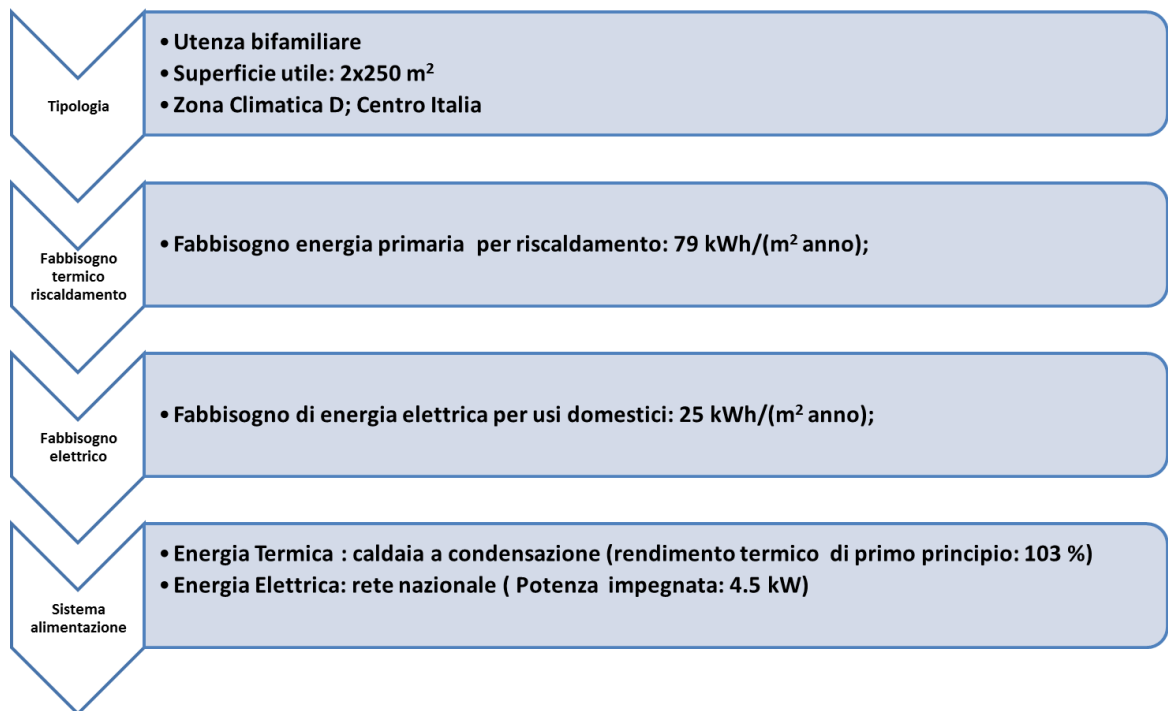


Figura 7. 1 Carichi termici ed elettrici del modello di utenza M1.

Le soluzioni tradizionali per utenze residenziali di tale tipo, prevedono mediamente la fornitura di energia termica mediante l'utilizzo di caldaia a gas, in particolare allo scopo di ridurre i consumi è spesso utilizzata caldaie con recupero di calore dalla condensazione. Riguardo ai terminali di distribuzione, una delle soluzioni più efficienti in queste condizioni sono i pannelli radianti. Simili soluzioni sono state scelte per definire il modello impiantistico ed energetico dell'utenza simulata. La produzione di ACS è realizzata mediante la stessa caldaia a condensazione. In base alle esigenze termiche dell'utenza, si è considerata l'adozione di un generatore di calore alimentato a gas naturale, con recupero di calore latente dei gas combusti, con una efficienza, valutata in base al potere calorifico inferiore, prossimo al 103 %. La potenza termica finale prevista per il generatore di calore, considerando le potenze termiche effettivamente richieste e un fattore di maggiorazione del 10%, è stata fissata pari a 50 kW. L'alimentazione elettrica dell'utenza, avviene mediante allaccio alla rete nazionale. Di seguito vengono riportati i carichi di progetto e i relativi consumi energetici annui dell'utenza residenziale modellata.

Tabella 7. 1 Potenze di progetto del modello M1

	Potenza elettrica richiesta (kW)	Potenza termica riscaldamento (kW)	Potenza termica per produzione ACS (kW)
	12,5	33,8	11,4

Tabella 7. 2 Consumi annui previsti per il modello energetico M1

	Fabbisogno elettrico (kWh/anno)	Fabbisogno termico riscaldamento (kWh/anno)	Fabbisogno termico per produzione di ACS (kWh/anno)
	12500	32400	8283

In definitiva il fabbisogno di combustibile ed energia elettrica dell'utenza è riportato di seguito insieme al relativo costo economico annuo.

Tabella 7. 3 Consumi di energia elettrica e N.G. previsti per il modello energetico M1

	Fabbisogno elettrico (kWh/anno)	Combustibile per solo riscaldamento (m ³)	Combustibile per la produzione di ACS (m ³)
	12500	3155	807

Tabella 7. 4 Consumo economico per l'alimentazione elettrica e per il combustibile per il modello M1

	Costo annuo consumi elettrici (€/anno)	Costo annuo riscaldamenti (€/anno)	Costo annuo per produzione di ACS (€/anno)	Totale (€)
	3750	3155	807	7712

Le valutazioni economiche sono state condotte in base ai valori del combustibile e dell'energia elettrica riportati nel data base AEEG, come riportato nei capitoli 3 e 4. Nello specifico si è considerato un prezzo unitario dell'energia elettrica pari a 0,25 €/kWh. Mentre il costo del combustibile, è stato fissato pari a 0.98 €/m³. In base ai risultati ottenuti, si è potuto valutare l'incidenza dei diversi servizi sul costo energetico annuo del sistema edificio-impianto.

Tabella 7. 5 incidenza dei diversi servizi sul costo economico di tipo energetico per il modello M1

	Incidenza (%)
Riscaldamento	41
Produzione ACS	10
Consumo elettrico	49

Si può osservare come, l'utenza considerata sia caratterizzata da un dispendio economico dovuto principalmente al consumo di energia elettrica, seguito dal costo per la climatizzazione invernale. Ai fini del risparmio energetico ed economico si nota come uno dei possibili interventi sia correlato alla riduzione del dispendio elettrico. Tali obiettivi, possono essere proseguiti mediante sistemi di generazione distribuita di tipo elettrico come i sistemi fotovoltaici e cogenerativi. Le due tipologie possiedono caratteristiche particolarmente diverse, in termini di andamento dell'energia elettrica prodotta. In conseguenza di ciò, una possibile integrazione impiantistica è correlata soprattutto alla contemporaneità tra i carichi di utenza e l'energia elettrica effettivamente prodotta dagli impianti di micro generazione. Nel caso di sistemi cogenerativi alimentati a gas naturale, la risorsa energetica fossile è sempre disponibile, in conseguenza di ciò la produzione di energia elettrica può essere definita programmabile, in quanto non dipende dalle particolari condizioni climatiche.

Nel caso di impianti fotovoltaici, la produzione elettrica è correlata a specifiche condizioni di irraggiamento, ciò comporta una non programmabilità della produzione elettrica. Le diverse caratteristiche dei sistemi di generazione programmabili e non programmabili conducono a benefici energetici ed economici molto diversi tra loro. E' interessante valutare le potenzialità dei due sistemi di generazione elettrica, in funzione dell'andamento dei fabbisogni energetici dell'utente.

7.2.2 Analisi di sensitività parametrica di un sistema di micro-cogenerazione

I sistemi di generazione combinata di energia, come sottolineato nei capitoli precedenti, permettono un razionale utilizzo della risorsa energetica grazie alla possibilità di produrre nel sito di utilizzo l'energia elettrica con l'ulteriore vantaggio di ottenere calore utile recuperando l'energia termica residua. Tra i diversi sistemi cogenerativi, sistemi a combustione interna hanno vantaggi sia dal punto di vista della maturità tecnologica sia dal punto di vista della

complessità impiantistica. Gli stessi dati statistici riportati nei capitoli precedenti, sottolineano come tale tecnologia sia fortemente diffusa soprattutto per applicazioni di PG (Potenza elettrica nominale minore di 1 MW). Nello specifico, motori basati su Ciclo Otto alimentati a N.G. risultano essere le soluzioni maggiormente diffuse, soprattutto nella MG. In base a tale premesse si è scelto di valutare le potenzialità di un simile sistema per un inserimento in ambiente residenziale. La realizzazione di un sistema di cogenerazione richiede in primo luogo la scelta della priorità energetica su cui dimensionare la centrale cogenerativa.

La tecnologia dei motori a combustione interna, di piccola taglia è caratterizzata da efficienze elettriche comprese tra il 19% e il 28 % mentre i relativi rendimenti termici oscillano tra il 60% e il 78 %, a seconda che vi sia un sistema di recupero di calore latente. Generalizzando, si può comunque affermare che il quantitativo l'energia termica recuperabile risulta essere sicuramente predominante nel processo di generazione combinata. Relativamente alla generica utenza residenziale, la potenza elettrica di picco richiesta risulta essere utilizzata soltanto in un breve tratto temporale. In base a tali considerazioni, si è scelto di dimensionare il sistema cogenerativo in modo tale che possa fornire un quantitativo di energia elettrica di base all'utenza. I relativi picchi di consumo vengono coperti attraverso l'energia elettrica assorbita dalla rete elettrica. Dal punto di vista termico, l'energia recuperata permette di compensare una quota parte del fabbisogno termico. A compenso di eventuali carichi termici richiesti dall'utenza, concorre una apposita caldaia integrativa.

L'efficacia di un generico sistema di cogenerazione in campo civile, è correlata alla possibilità di poter utilizzare contemporaneamente l'energia termica ed elettrica localmente prodotte. Questo aspetto è particolarmente vero nel settore residenziale dove, allo stato attuale non sono previsti particolari incentivi per l'immissione in rete di energia elettrica. In base alle attuali tendenze delle politiche incentivanti, si ha la possibilità di accesso allo scambio sul posto da parte dei sistemi di cogenerazione definiti CAR. Lo scambio sul posto ad ogni modo, non risulta essere un vero incentivo alla produzione elettrica, ma è invece una forma di rimborso economico del dispendio energetico. Nello specifico, l'adesione allo scambio sul posto permette di ricevere un compenso sull'energia elettrica prodotta e non auto consumata dall'utenza. La valutazione economica dell'energia immessa in rete avviene ad ogni modo con un prezzo coerente con la quotazione della borsa elettrica. Tale valore risulta essere inferiore al costo del energia elettrica prelevata dallo stesso utente. In conseguenza di ciò, al fine di

avere il maggiore risparmio dall'utilizzo di un sistema cogenerativo, è indispensabile che vi sia una elevata percentuale di autoconsumo di energia elettrica. Questo aspetto, conferma la necessità di evitare di sovradimensionare il sistema cogenerativo dal punto di vista elettrico, al fine di ottenere poter auto-consumare la maggior parte dell'energia elettrica prodotta localmente. Dal punto di vista termico, nella stagione invernale l'eventuale energia termica non auto-consumata può essere facilmente stoccata in buffer di accumulo, allo stesso modo degli impianti solari termici. In base a simili considerazioni, si scelto di valutare le potenzialità di un micro-cogeneratore a combustione interna, alimentato a N.G., di taglia elettrica e termica rispettivamente 3 kW e 10 kW. Mentre l'efficienza elettrica e termica sono rispettivamente uguali a 22 % e 76 %. Simili valori si riferiscono ad un sistema di cogenerazione dotato di opportuno sistema di recupero di calore sensibile e latente. La potenza elettrica del cogeneratore selezionato, permette di coprire per ogni edificio considerato, circa 1,5 kW elettrici, tale soglia di potenza permette di alimentare le utenze domestiche base come ad esempio parte dell'illuminazione e l'alimentazione di elettrodomestici sempre connessi alla rete, come i frigoriferi o surgelatori. Una simile soglia di potenza, garantisce inoltre un elevato livello di autoconsumo da parte dell'utenza considerata.

Come premesso poco sopra, il maggior beneficio economico derivante da un sistema di cogenerazione è legato alla possibilità di utilizzare la quasi totalità dell'energia (termica ed elettrica) autoprodotta. Nel caso di utenze residenziali standard, si ha il maggior fabbisogno termico nella stagione invernale, dove è necessario che il sistema di climatizzazione garantisca una determinata temperatura di progetto. In un simile contesto è quindi plausibile prevedere l'utilizzo del sistema cogenerativo nel solo periodo di invernale. Nella stagione estiva, l'energia termica recuperabile dal cogeneratore risulta in generale superiore ai fabbisogni termici dell'utente standard. In linea con tali assunzioni, si è scelto di valutare le potenzialità offerte dal cogeneratore, considerando il suo funzionamento nel solo periodo di riscaldamento. Nello specifico, partendo dall'utenza descritta nel paragrafo precedente (modello M1), si è deciso di valutare le potenzialità di un opportuno sistema di cogenerazione integrato all'interno del sistema di generazione termica. Un simile sistema prevede, la generazione termica mediante un sistema cogenerativo e una caldaia a condensazione. L'alimentazione elettrica dell'utenza è invece garantita sia dal sistema cogenerativo sia dalla rete elettrica nazionale.

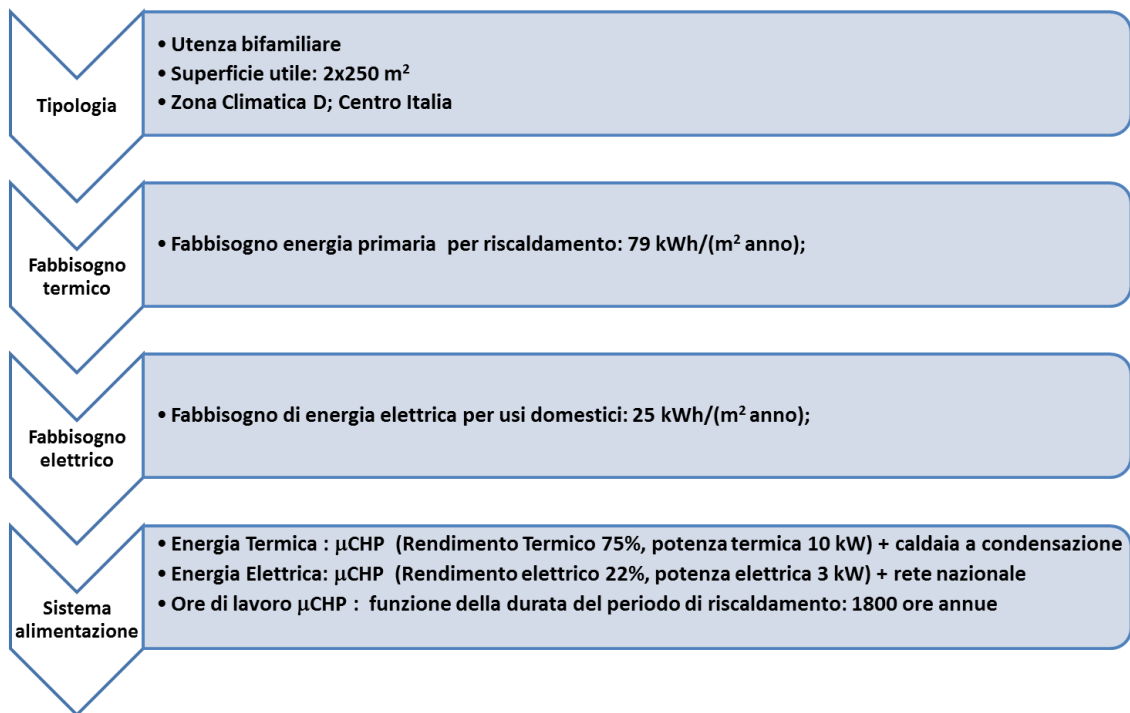


Figura 7. 2 Modello energetico M2

In questa ottica è stato previsto un numero di ore di lavoro del cogeneratore coerente con le ore di accensione del sistema di climatizzazione previsto da normativa: 12 ore giorno, per un totale di circa 1800 ore annue, ripartite tra i mesi di Novembre e Aprile. La sintesi del sistema cogenerativo individuato è riportata di seguito.

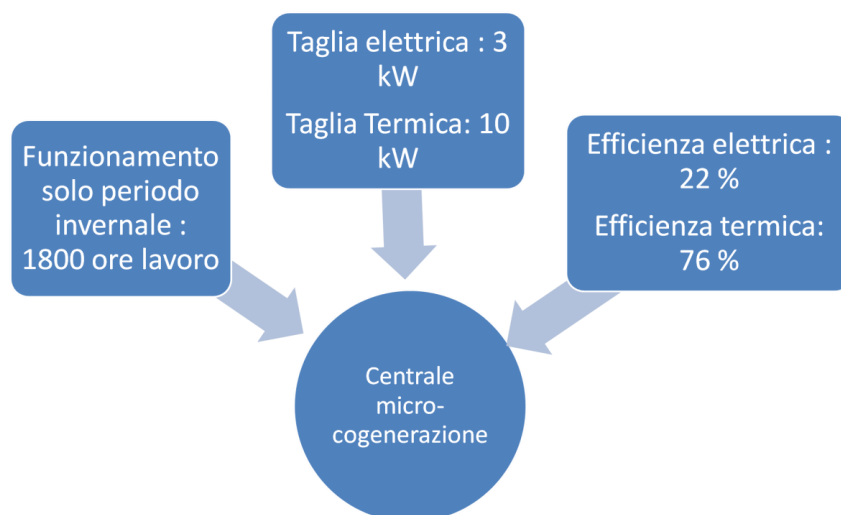


Figura 7. 3 Sistema di micro-cogenerazione e principi di funzionamento

L'efficacia di un impianto di cogenerazione è fortemente correlata alla variabilità di alcuni parametri che non fanno esplicitamente parte della componente tecnologia del sistema. In altre parole, a parità di caratteristiche tecnologiche, esistono dei parametri che influenzano

maggiormente il redimendo energetico ed economico dell'impianto. Uno dei parametri fondamentali è la percentuale di autoconsumo dell'energia elettrica prodotta. Ulteriori parametri fondamentali sono il costo del combustibile, necessario all'alimentazione del cogeneratore e il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Allo scopo di analizzare nel dettaglio l'influenza di tali parametri, si è scelto di condurre un'analisi di sensitività variando di volta in volta una delle grandezze, mentendo costante la configurazione impiantista originaria del sistema di cogenerazione. L'approccio di analisi adottato è sintetizzato di seguito.

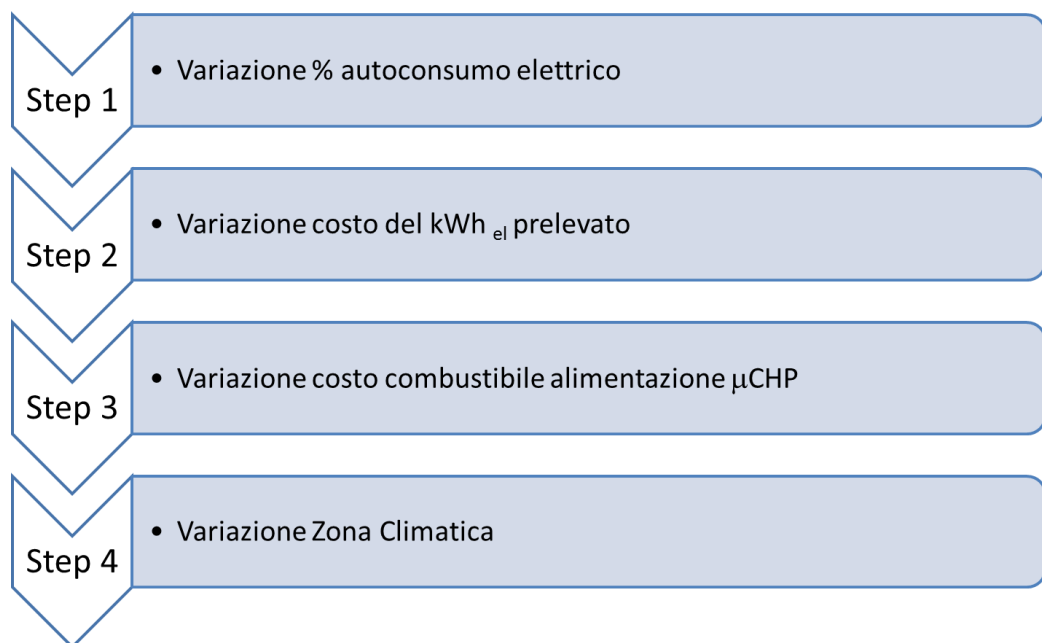


Figura 7. 4 Confronto tecnico- economica, di tipo parametrico tra il modello energetico M2 e modello M1

Uno degli aspetti fondamentali per ottenere un adeguato vantaggio economico, in termini di costo di gestione, mediante un sistema di cogenerazione è senza dubbio la percentuale di auto-consumo dell'energia elettrica autoprodotta. Nelle figure seguenti è riportato l'andamento del risparmio economico ottenibile con il sistema cogenerativo dotato di caldaia integrativa, rispetto al caso base descritto nel paragrafo precedente.

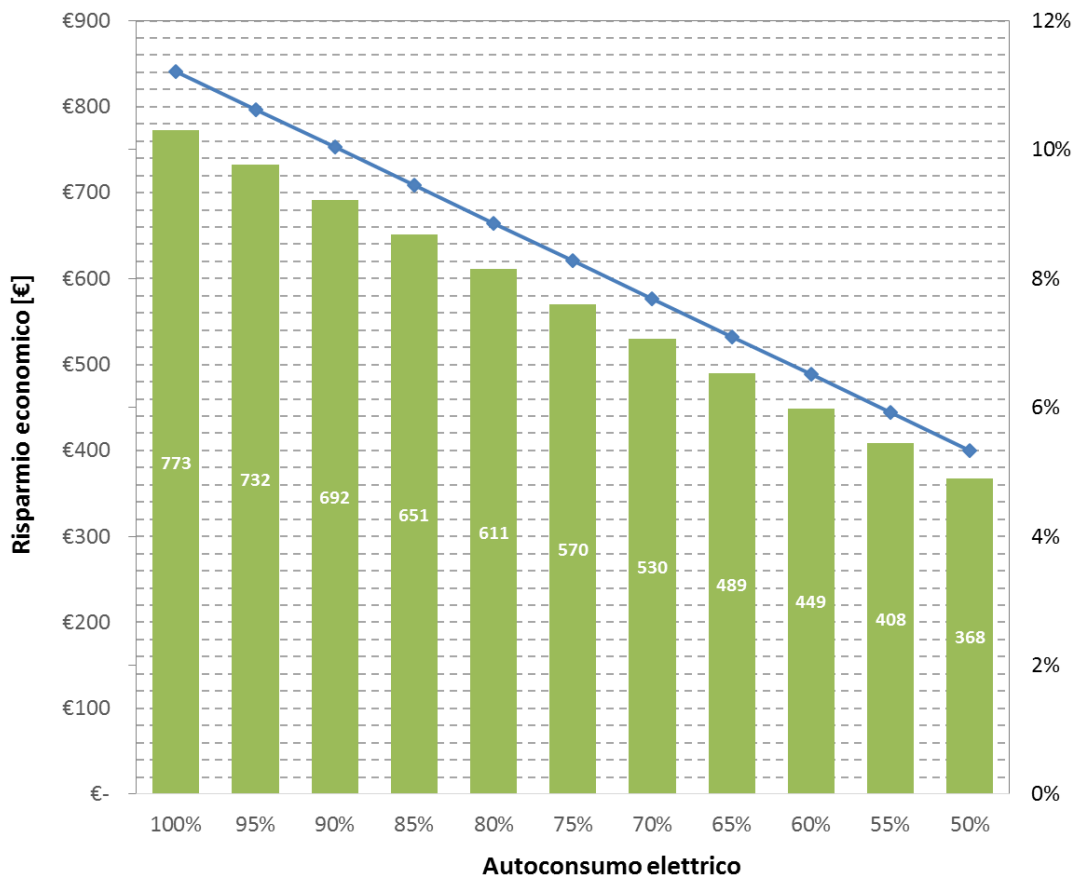


Figura 7. 5 Risparmio economico annuale del modello M2 rispetto a M1 , al variare della percentuale di autoconsumo elettrico, senza defiscalizzazione del combustibile

Si può osservare come all’aumentare della percentuale di energia elettrica auto consumata, si ha un incremento progressivo del risparmio economico rispetto alla configurazione impiantistica di base (M1). Nello specifico, l’utilizzo di un sistema cogenerativo permette di prelevare meno energia elettrica da rete, con duplice effetto benefico. Il primo correlato al risparmio economico dell’utente finale, il secondo correlato alla minore richiesta energetica gravante sulla rete nazionale.

Dal punto di vista strettamente energetico, l’adozione di un sistema di cogenerazione comporta una riduzione di energia primaria del sistema edificio impianto, rispetto al modello M1. Nello specifico, il sistema cogenerativo permette, come già anticipato, di ridurre il fabbisogno di energia elettrica da rete. Parallelamente, il minor rendimento termico del sistema a combustione interna rispetto alla caldaia a condensazione induce un maggior consumo di combustibile con un conseguente incremento di energia termica proveniente dal combustibile.

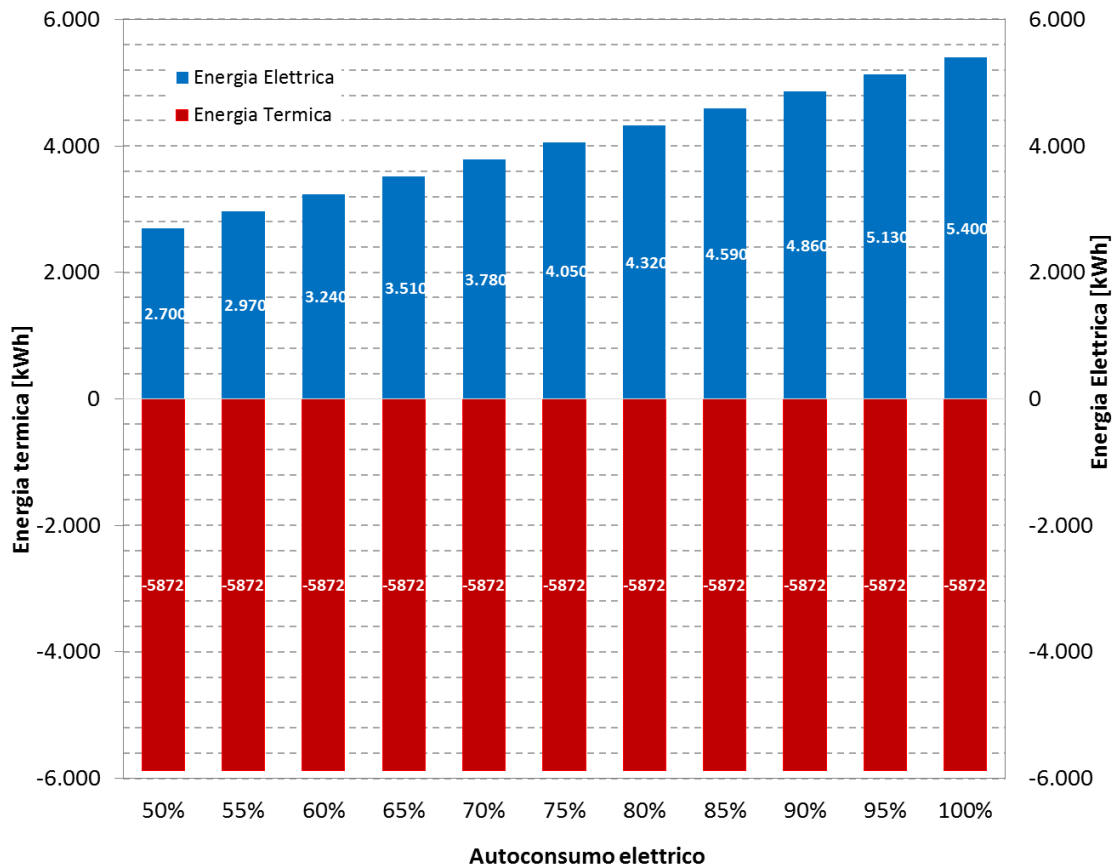


Figura 7. 6 variazione di energia termica ed elettrica prodotta in un anno rispetto a caso base (caldaia a condensazione + rete elettrica nazionale).

Nel complesso, considerando l'energia primaria, si ha un beneficio considerevole per ogni percentuale di autoconsumo del fabbisogno elettrico, come evidenziato di seguito. Rispetto al sistema tradizionale, composto da caldaia a condensazione e rete elettrica, l'installazione di un sistema cogenerativo con caratteristiche simili alle precedenti, comporta un risparmio non trascurabile di energia primaria a partire dal 70 % di autoconsumo elettrico.

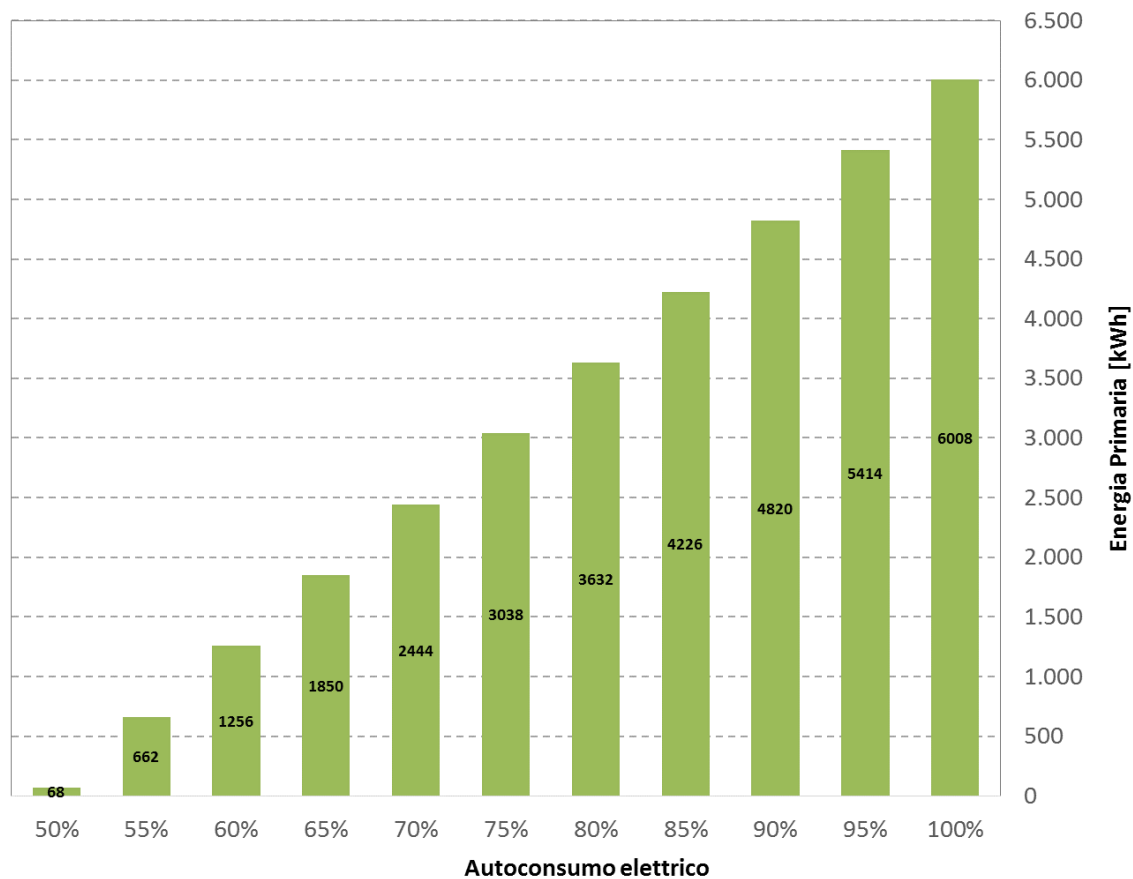


Figura 7. 7 variazione di energia primaria rispetto a caso base (caldaia a condensazione + rete elettrica nazionale).

Dalle risultanze precedenti è chiaro come il beneficio ottenibile dal sistema cogenerativo, in campo residenziale, sia correlato al risparmio per l'approvvigionamento di energia elettrica. Un incremento del costo dell'energia elettrica comporta di conseguenza un vantaggio maggiore nell'adozione di un sistema di generazione elettrica localizzato. Di seguito è riportato l'andamento del risparmio economico ottenibile, al variare del costo unitario dell'energia elettrica. Si nota come al crescere del costo del kWh_{el} si ha un aumento del risparmio economico rispetto al caso base. In questo caso si è fissato una percentuale di autoconsumo elettrico pari al 85 %.

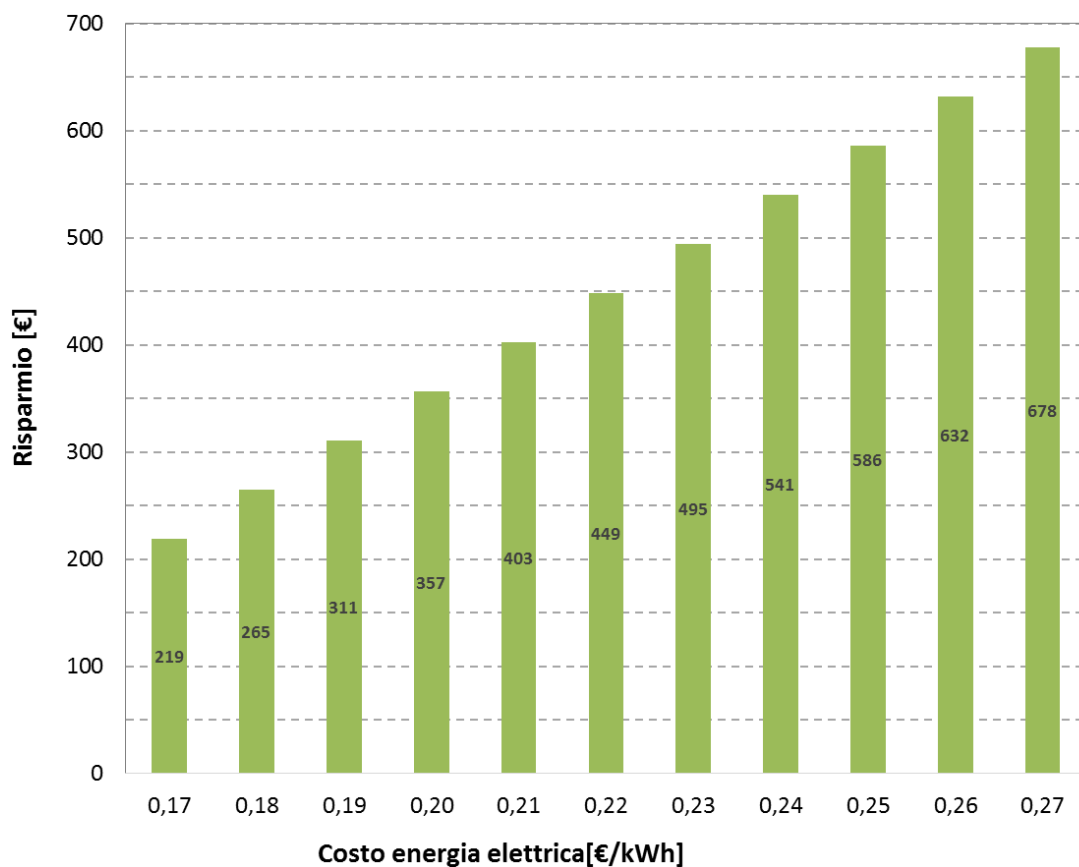


Figura 7. 8 Risparmio economico annuo al variare del costo dell'energia elettrica acquistata, per un autoconsumo pari a 85%

Un risultato simile è ottenibile facendo variare il valore economico dell'energia elettrica immessa in rete.

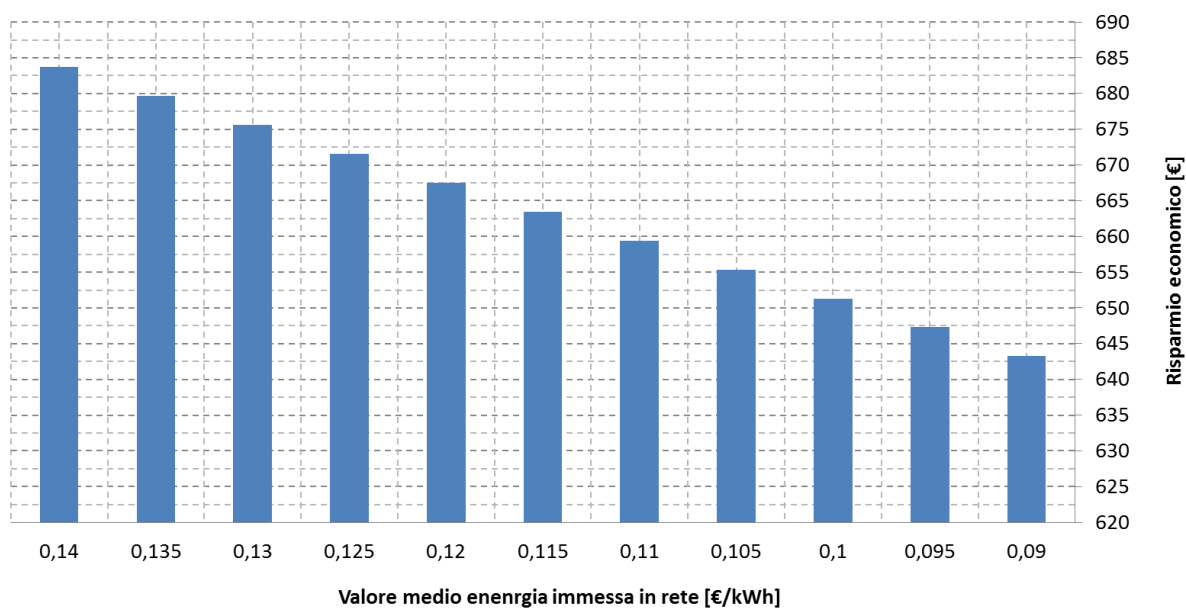


Figura 7. 9 Risparmio economico al variare del costo dell'energia elettrica immessa in rete

A parità di altre condizioni di lavoro ed economiche, la variazione del costo del combustibile utilizzato dal sistema cogenerativo comporta indubbiamente delle variazioni considerevole sul risparmio conseguibile. Questo aspetto è fortemente sentito da tutti gli operatori del settore cogenerativo.

La normativa italiana, negli ultimi anni ha subito numerose e sostanziali modifiche che hanno portato ad effetti contrastanti sulla potenziale diffusione della cogenerazione nel campo residenziale. Allo stato attuale, in base agli ultimi sviluppi normativi, si ha una defiscalizzazione del combustibile utilizzato per produzione elettrica e autoproduzione. Nello specifico, sia ha una riduzione dell'accisa su una percentuale di combustibile. Un simile intervento concede uno sgravio fiscale per una quota parte di combustibile utilizzato dal cogeneratore, con un conseguente incremento del risparmio economico annuale.

Nel caso in esame, si è valutata una riduzione dell'accisa corrispondente a sistemi di autoproduzione, ovvero si è imposta un valore dell'accisa pari a 0,0001348 €/m³. Una simile riduzione di accisa comporta una riduzione del prezzo del combustibile di circa il 17 % per la quota parte di combustibile ammesso alla defiscalizzazione. Nello specifico si applica tale riduzione di accisa a 0,22 m³ per ogni kWh elettrico generato dal sistema cogenerativo, ovvero un prezzo finale di 0,81 €/m³.

In definitiva, avendo considerato un prezzo del metano non defiscalizzato pari a 0.98 €/m³ (comprensivo della tassazione per utenze domestiche), l'incidenza dell'accisa oscilla il 21 % e il 35 %, in funzione della percentuale di autoconsumo elettrico.

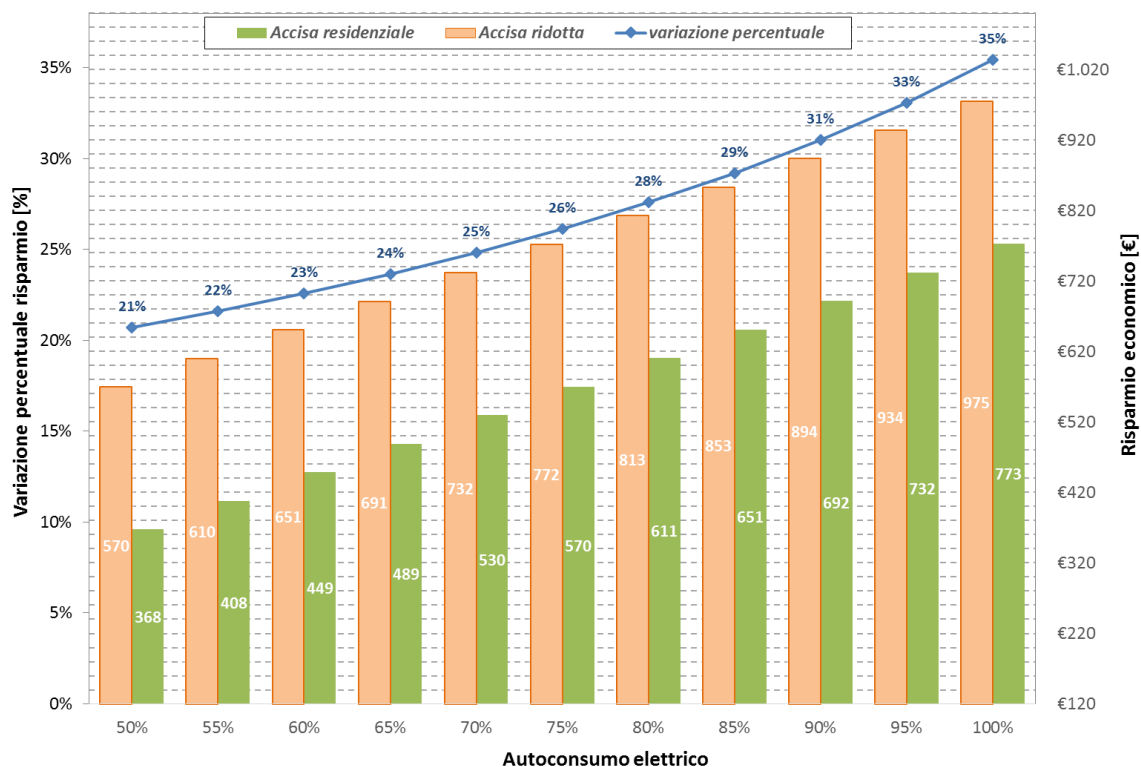


Figura 7. 10 Risparmio economico anuo nel caso di combustibile defiscalizzato e non defiscalizzato. Incremento percentuale risparmio ottenibili mediante defiscalizzazione del combustibile.

Le analisi riportate in precedenza, evidenziano come la corretta scelta della taglia del cogeneratore, possa condurre ad un risparmio economico non trascurabile rispetto al soluzione impiantistica tradizionale (modello M1). Nello specifico, è indispensabile garantire una elevata percentuale di autoconsumo elettrico. I maggiori benefici economici, si hanno nel caso di utenze soggette ad una costo elevato dell'energia elettrica prelevata. A parità di altre condizioni, il costo del combustibile utilizzato in cogenerazione incide considerevolmente sul risparmio economico conseguibile. La possibilità di accesso alla defiscalizzazione di una quota parte del combustibile, permette indubbiamente dei vantaggi economici, non trascurabili.

La redditività dell'impianto osservato, risulta ad ogni modo funzione anche della posizione geografica in cui esso viene installato. Si osserva infatti, come a parità di percentuale di autoconsumo, vi è un beneficio anche nell'energia elettrica immessa in rete e nella percentuale di combustibile defiscalizzato. Allo scopo di valutare le fascia climatica più idonea all'installazione di in sistema cogenerativo di piccola taglia, si è provveduto a simulare il risparmio economico derivante dall'installazione del sistema CHP in tre diverse località italiana: Nord, Centro e Sud Italia. In funzione della collocazione geografica, sono stati

opportunamente variati i carichi termici richiesti dall'utente e le ore di accensione della centrale termica. Si riporta di seguito, la sintesi dei risultati ottenuti, considerando in cui è previsto anche la defiscalizzazione del combustibile. Nello specifico delle ore di funzionamento, nei tre casi si ha:

- ✓ Nord : 14 ore (Zona E);
- ✓ Centro:12 ore (zona D);
- ✓ Sud 10 (Zona C)

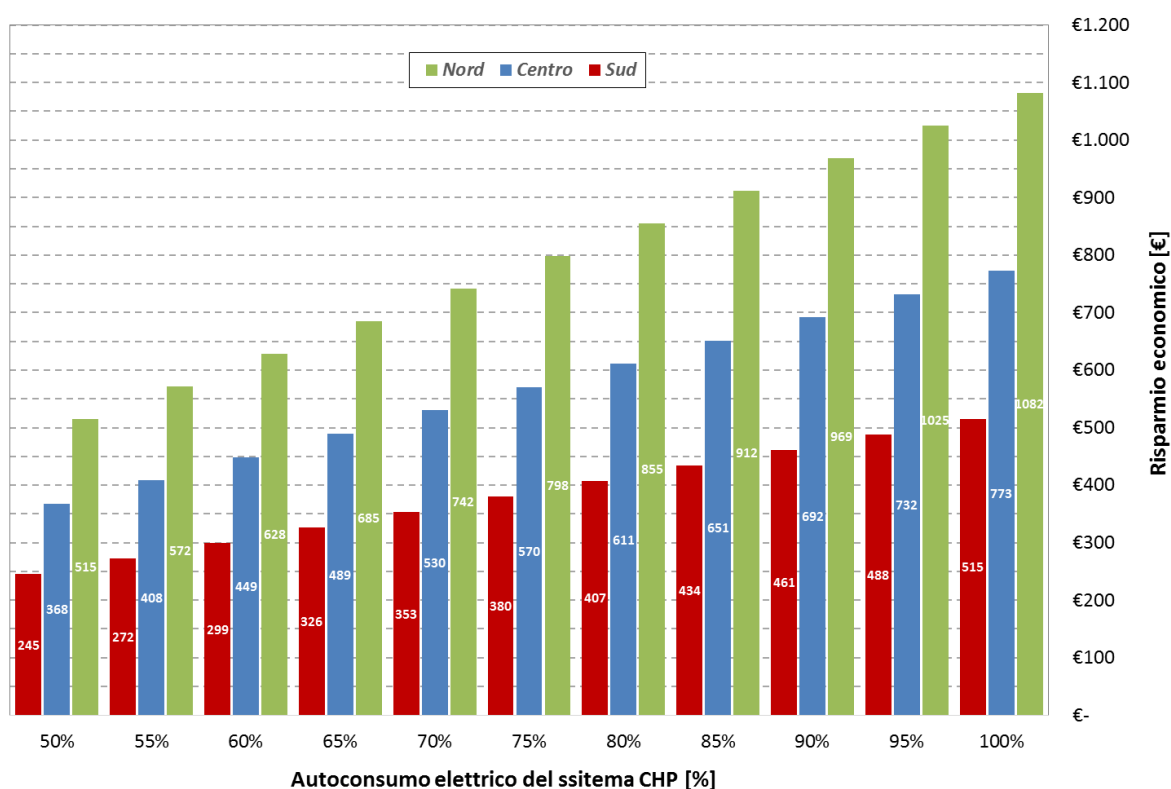


Figura 7. 11 Andamento del risparmio economico annuo al variare della zona climatica, nel caso di assenza di defiscalizzazione, per 14, 12 e 10 ore di funzionamento la giorno del CHP con potenza termica pari a 10 kW e 3 kW elettrici.

Come si evince, gli effetti maggiori sul risparmio economico, del sistema cogenerativo, si ottengono per il Nord. Tali risultati sono essenzialmente dovuti al maggior numero di lavoro annuo del sistema cogenerativo. L'incremento delle ore di lavoro annuo comporta una produzione elettrica maggiore, con conseguente possibilità di ottenere un maggior contributo dall'immissione di energia elettrica.

7.2.3 Confronto tra un sistema di micro-cogenerazione e un equivalente impianto fotovoltaico a servizio dell'utenza residenziale

All'interno della panoramica dei sistemi di generazione diffusa, trovano da decenni ampio spazio i sistemi solari. Rimanendo all'interno della famiglia dei sistemi di generazione elettrica gli impianti fotovoltaici hanno mostrato nell'arco degli anni una crescita progressiva grazie anche alla politica incentivante. Le caratteristiche di tali sistemi di generazione sono fondamentalmente diverse rispetto ai sistemi di cogenerazione. La producibilità di tali sistemi è fortemente correlata alle condizioni climatiche, sia orarie sia stagionali. Anche in questo caso, un'attenta progettazione mirata alla realizzazione di un sistema energetico capace di auto-consumare buona parte dell'energia elettrica, induce risparmi energetici ed economici. Rispetto ai sistemi di cogenerazione, le curve di domanda elettrica dell'utente e di produzione dell'impianto, possono risultare non sempre in fase, a causa della non programmabilità della produzione solare. Un'ulteriore differenza rispetto al sistema cogenerativo è correlata alla mancanza di produzione nelle fasce orarie di ridotto irraggiamento. Al fine di garantire un'elevata percentuale di autoconsumo, dell'energia autoprodotta è quindi indispensabile scegliere un'adeguata taglia dell'impianto fotovoltaico. La scelta tra un sistema cogenerativo e un impianto fotovoltaico, per la produzione di energia elettrica è quindi fortemente legata alla tipologia di utenza. Allo scopo di analizzare nel dettaglio, la convenienza di un impianto rispetto ad un altro, si è realizzato un terzo modello di utenza (M3), in cui è prevista la produzione di energia termica mediante caldaia a condensazione, mentre l'approvvigionamento elettrico avviene mediante impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a 3 kW e rete elettrica nazionale. Le caratteristiche geometriche ed energetiche dell'utenza sono rimaste invariate rispetto al caso base (M1). Fattore sicuramente importante ai fini di una analisi tecnico-economica del modello descritto è la definizione della percentuale di autoconsumo dell'energia elettrica. In questo senso, si è considerato che nel caso del fotovoltaico la produzione è concentrata nelle ore diurne e in estate. In conseguenza di ciò si è ritenuto realistico fissare una percentuale di autoconsumo non superiore al pari a 70%. Il costo annuo di gestione di un simile sistema è correlato esclusivamente alla produzione termica. Un simile sistema quindi se opportunamente dimensionato, risulta essere un ottimo concorrente del sistema di micro-generazione sopra analizzato. Allo scopo di confrontare la convenienza economica dei due sistemi si riporta di seguito il risparmio ottenibile dal sistema di micro-

cogenerazione, rispetto ad un sistema di generazione separata con annesso sistema fotovoltaico, situato in Italia centrale in Zona D. Come riportato nella figura seguente, si nota come il sistema di generazione separata, grazie al contributo del fotovoltaico, è in grado di essere fortemente concorrenziale rispetto al sistema dotato di μ CHP per qualsiasi percentuale di autoconsumo elettrico nel caso di assenza di defiscalizzazione del combustibile. Un simile risultato è dovuto principalmente dal maggiore rendimento di conversione termica della caldaia a condensazione rispetto al sistema CHP.

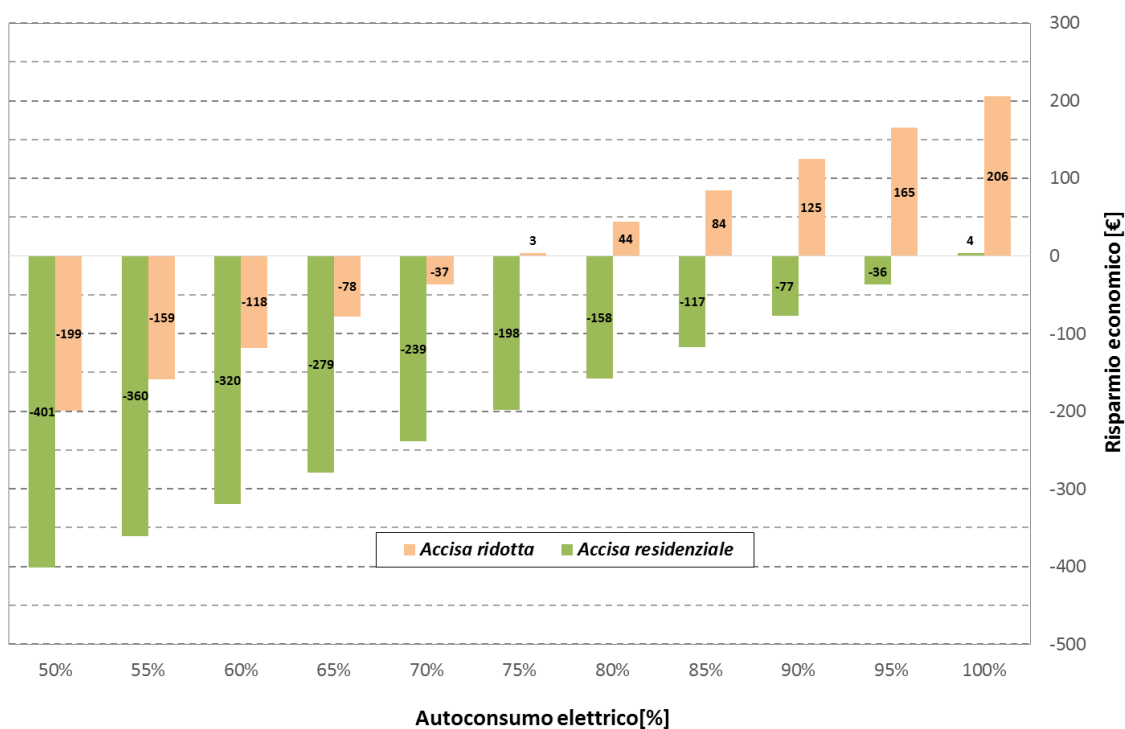


Figura 7. 12 Risparmio economico rispetto ad un sistema di produzione separata dotato di impianto fotovoltaico, Zona Climatica D, centro Italia.

Nel caso di accisa ridotta, lo scostamento tra costo di gestione annuo dei due sistemi M3 e M2 risulta più contenuto. Nello specifico, nel caso in cui l'autoconsumo del sistema dotato di cogenerazione sia superiore a quello del sistema dotato di fotovoltaico, si ha una convenienza economica del sistema di generazione combinata. Escludendo la possibilità di defiscalizzare il combustibile, si è ricavato come effettivamente nel caso di un utenza posta in zona climatica E, il sistema di μ CHP produca indubbi risparmi economici a partire da 65 % di autoconsumo elettrico.

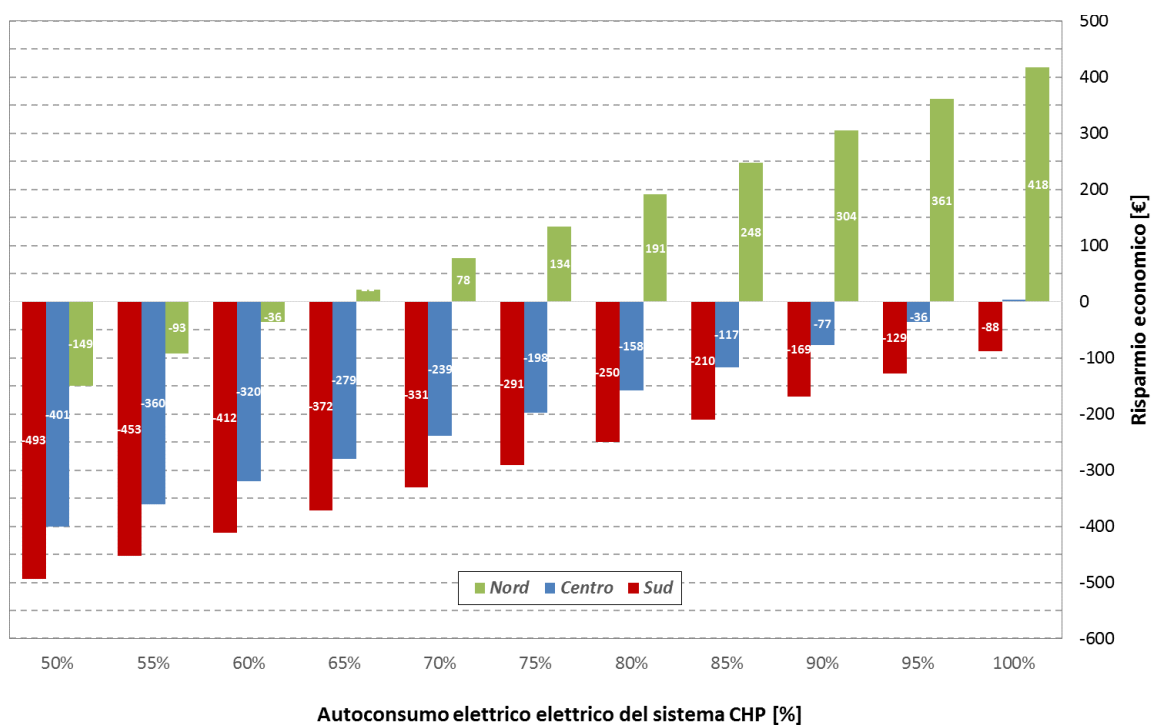


Figura 7. 13 Andamento risparmio economico rispetto al sistema dotato di FV, al variare della zona climatica e dell'autoconsumo elettrico. Assenza di defiscalizzazione.

Tali risultati evidenziano come, i sistemi di generazione distribuita di energia elettrica siano tra loro competitivi. La scelta tra l'uno o l'altro sistema deve essere dettata in funzione delle condizioni climatiche e del possibile coefficiente di autoconsumo dell'energia elettrica prodotta. Nello specifico, nel caso di Zone Climatica Nord di classe superiori a E (E ed F), si ha un beneficio del sistema generativo, nel caso in cui sia garantito un autoconsumo maggiore del 70%. Per valori di autoconsumo minori, la convenienza dell'impianto FV con un autoconsumo del 70 % è più evidente.

Riguardo ad impianti posti in zone D o C, il maggior irraggiamento conduce ad una convenienza del sistema FV per qualunque percentuale di autoconsumo del sistema CHP.

7.3 Analisi tecnico-economica di tipo dinamico

Le analisi sperimentali e ambientali sopra esposte, unite alle valutazioni riportate nel capitolo relativo alla cogenerazione ad alto rendimento, evidenziano come dal punto di vista tecnico, sistemi di micro cogenerazione alimentati a NG abbiano un discreto potenziale sia in termini di risparmio energetico (si veda l'andamento del PES del RISP per un impianto di piccola taglia) sia dal punto di vista ambientale. L'aspetto che ha fortemente frenato la diffusione di una simile tecnologia in Italia nel settore residenziale riguarda prettamente l'aspetto economico. In particolare, sono presenti in letteratura numerosi lavori che confermano tale affermazione e che evidenziano come il maggior freno alla diffusione di tale soluzione tecnologica nel settore civile sia legata prevalentemente al costo del NG (69) e alla mancanza di un sistema di supporto economico da parte delle istituzioni (70).

Come ampiamente descritto nel capitolo relativo, il prezzo finale del gas naturale per le utenze domestiche risulta essere negli ultimi anni non inferiore a 98 c€/Sm³. Questo aspetto impone al sistema un costo di gestione particolarmente elevato, che causa in primo luogo un tempo di ritorno dell'investimento non concorrenziale con le tecnologie equivalenti. Un ulteriore parametro, che influisce negativamente sul ritorno economico, è rappresentato dal limitato numero di ore di funzionamento a cui un sistema CHP è sottoposto nel campo civile. Generalmente nel settore civile, il sistema cogenerativo viene dimensionato in base al fabbisogno termico richiesto, in base a tale scelta e a causa delle condizioni climatiche non eccessivamente rigide in inverno in Italia, le ore di funzionamento medie annue risultano non sufficienti a garantire un adeguato risparmio energetico. Diversamente, nel caso in cui il sistema cogenerativo venga dimensionato ad inseguimento elettrico, si avrebbe un eccesso di calore, tale da essere difficilmente sfruttato nel campo residenziale. In definitiva, da quanto emerge il corretto dimensionamento del sistema cogenerativo deve garantire un elevato numero di ore di funzionamento, ottenibile attraverso la scelta ottimale della taglia in funzione degli andamenti orari del carico termico ed elettrico dell'utente finale. Un approccio sicuramente concorrenziale risulta essere in prima approssimazione, quello di dedicare il cogeneratore per la produzione di un carico termico di base, mentre i picchi sono invece gestiti mediante caldaie o soluzioni integrative. Al fine di compensare lo sfasamento tra energia prodotta e carico richiesto, è comunque necessario inserire nel sistema un opportuno serbatoio tampone.

In base a tali premesse, si è scelto di eseguire un'analisi di sensitività di tipo energetico-economica ed ambientale di un sistema di generazione di calore costituito dal micro-cogeneratore sperimentato con relativa caldaia di integrazione, a servizio di due villette bifamiliari da 250 m² ciascuna poste nella città di Roma. La tipologia edilizia scelta è stata di classe C, con un fabbisogno termico medio di circa 45 kWh/giorno e relativo fabbisogno elettrico pari a 25 kWh/giorno. Al fine di ridurre la complessità di analisi, si è scelto di non inserire nessun serbatoio tampone nel sistema considerato. La simulazione è stata condotta mediante il software di calcolo tecnico-economico Homer 2.81, grazie a tale strumento è stato possibile valutare le potenzialità della macchina cogenerativa implementando le caratteristiche di funzionamento rilevate dalla sperimentazione. In particolare al fine di caratterizzare la macchina termica il software richiede l'inserimento del valore HRR, l'andamento del consumo di combustibile al variare del carico elettrico e il tipo di combustibile. Un ulteriore dato in ingresso sono le curve delle efficienze elettriche e termiche, dedotte per via sperimentale. Per quanto riguarda gli input economici, il codice di calcolo richiede l'inserimento dei costi dell'impianto, il costo di manutenzione, i relativi costi aggiuntivi e il costo del combustibile. Nel caso in esame, si è realizzato un sistema di produzione combinata di energia connesso alla rete, in questo caso è stato necessario inserire inoltre i dati relativi al costo dell'energia elettrica prelevata dall'utente e il costo della valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete dal CHP. Tale simulazione è stata condotta sia per quanto riguarda l'alimentazione a metano sia per quanto riguarda idrometano. Allo scopo di valutare il sistema in condizioni dinamiche, si è provveduto a implementare all'interno del software delle curve di carico, termiche ed elettriche, specifiche per utenze residenziali. Questo aspetto, unito alle curve di funzionamento della macchina ha permesso di stimare le ore di funzionamento annue del micro-cogeneratore e il costo di generazione elettrica del sistema combinato di produzione. Lo schema funzionale implementato all'interno del simulatore è riportato di seguito. Le analisi condotte sono state realizzate considerando una vita utile dell'impianto di cogenerazione dell'ordine delle 30,000 ore, ovvero circa 20 anni.

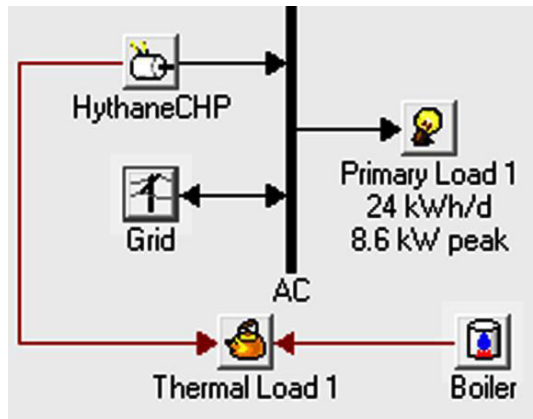


Figura 7. 14 Schema funzionale impianto CHP-Boiler per utenza domestica bifamiliare.

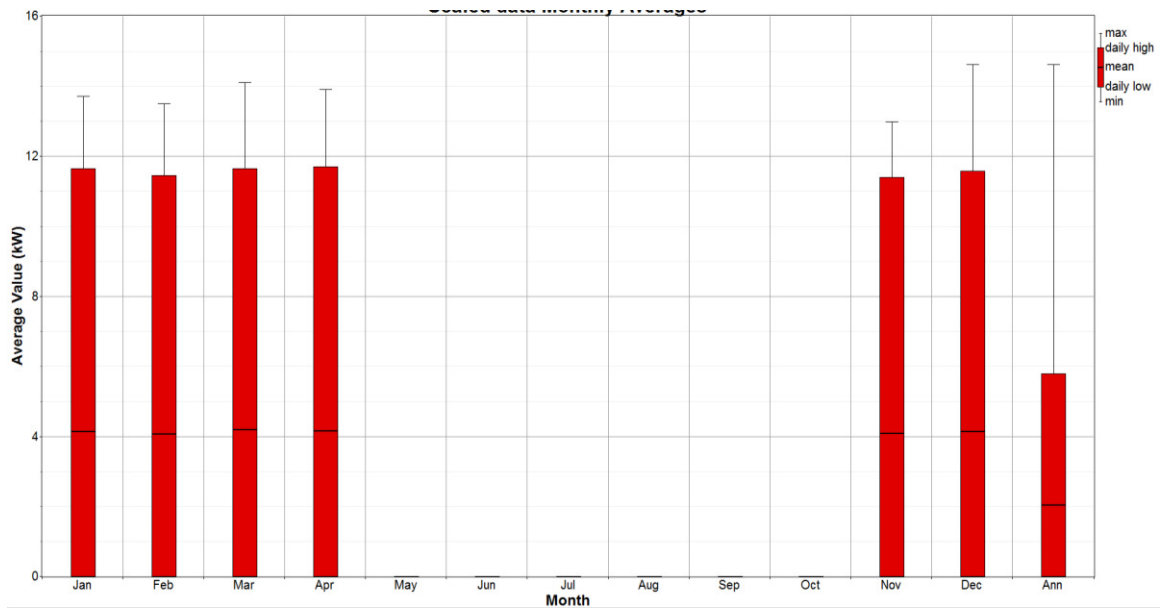


Figura 7. 15 Carico termico mensile

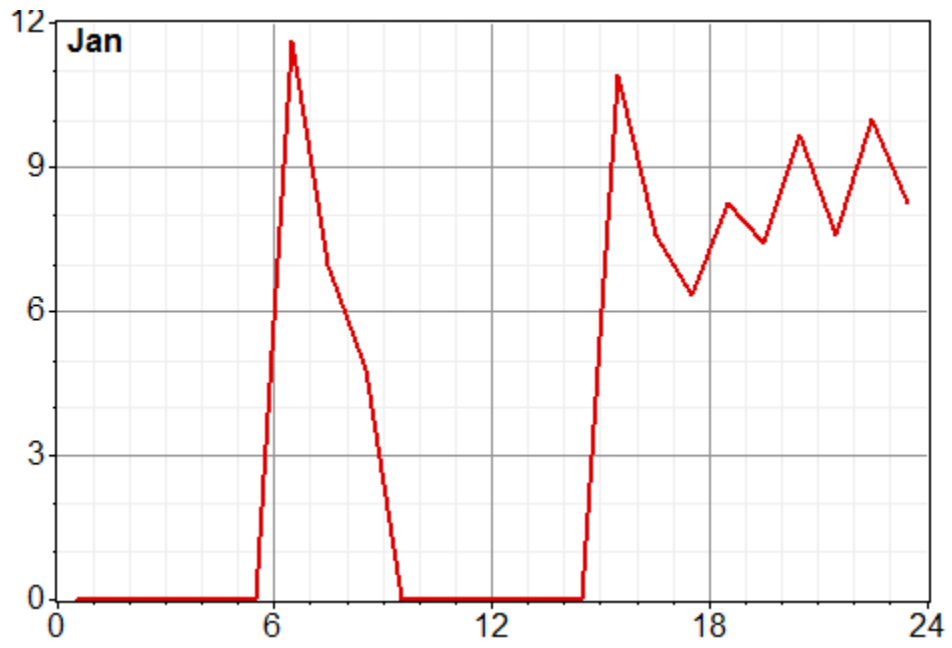


Figura 7. 16 Andamento orario del carico termico, giorno tipo mese di gennaio

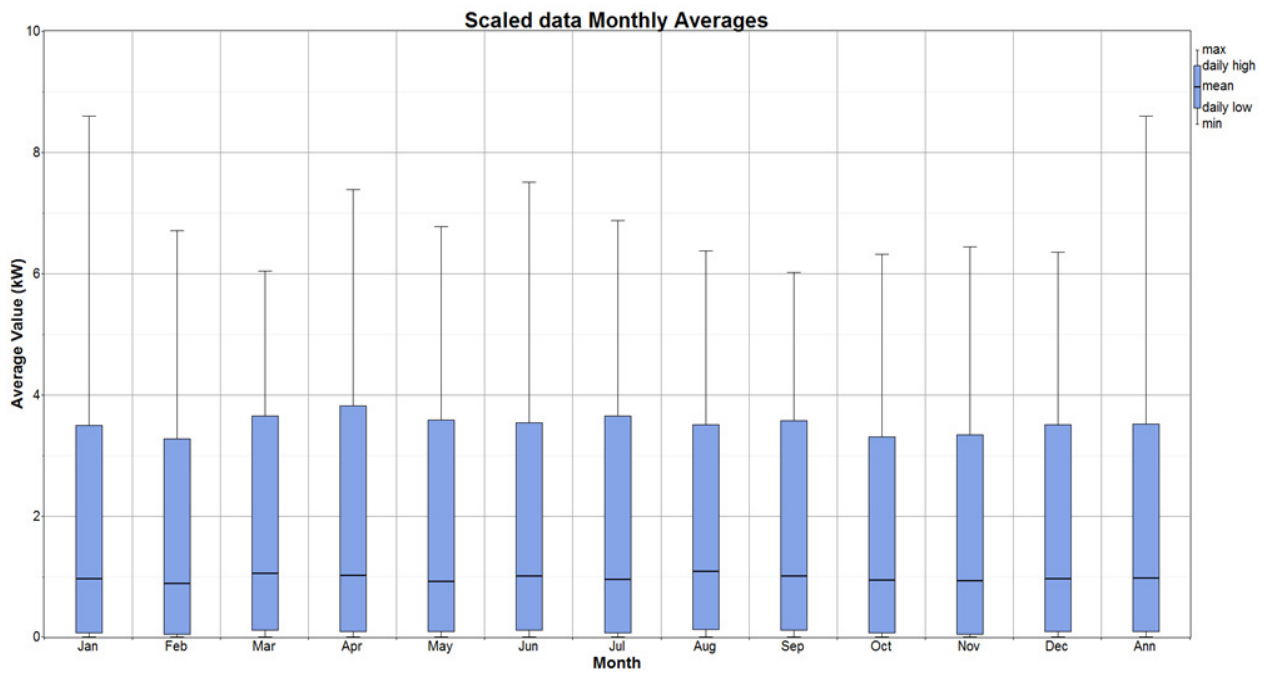


Figura 7. 17 Carico elettrico mensile

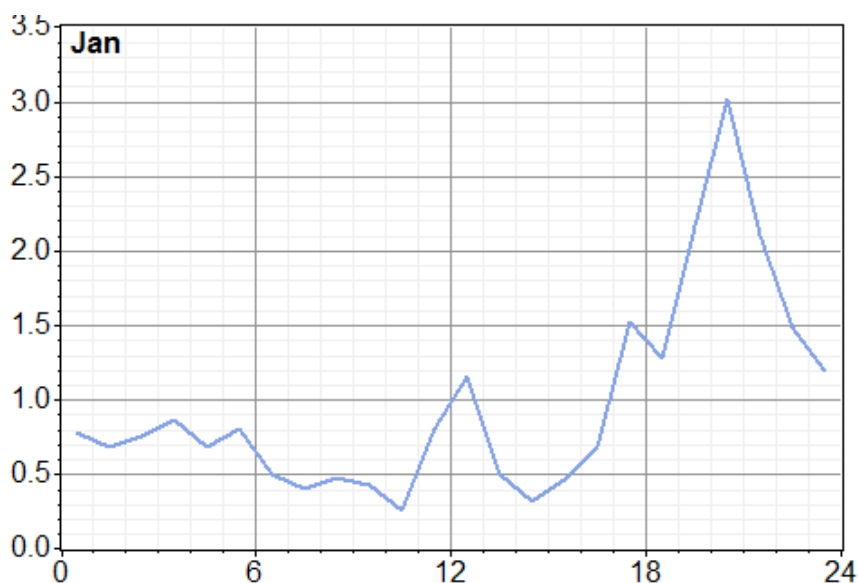


Figura 7. 18 Andamento orario del carico elettrico, giorno tipo

Riguardo al costo di energia prelevata dalla rete, si è utilizzato il prezzo per fascia oraria previsto dal AEEG (Delibera n°181/06) per quanto riguarda il NG mentre per il prezzo del H2NG sono stati presi valori di riferimento desunti dalla letteratura scientifica (48). Si è inoltre ipotizzato, che il sistema aderisca al servizio vendita di energia elettrica, il cui prezzo dell'energia immessa in rete è stato stimato in base al mercato italiano di borsa elettrica, con riferimento ai valori di luglio 2014. Inizialmente è stato stimato il valore di generazione di energia elettrica (LCOE) per una configurazione di base, in cui il prezzo del combustibile e il costo d'investimento coincidono con quanto desunto da un'indagine sui dati di letteratura tecnica, in altri termini in questa fase si è simulata la situazione attuale per la realizzazione di un impianto di micro cogenerazione residenziale.

Tabella 7. 6: Dati economici in ingresso

Costo impianto CHP	13,500
Costo annuo manutenzione (€/hr/yr)	0.083
Costo NG [€/m ³]	0.980
Costo H2NG [€/m ³] (48)	0.979
Costo energia prelevata [€] (utenza singola abitazione potenza contrattuale 6 kW)	0.30
Valore di remunerazione energia elettrica immessa in rete	Secondo quotazione luglio 2014

Tabella 7. 7 Risultati analisi preliminari, situazioni attuali (55)

	LCOE	Operation Hours	Fuel Consumption	Electrical Production
Alimentazione	[€/kWh]	[hr/yr]	[Nm ³ /yr]	[kWh/yr]
NG	0.324	1,959	2.686	5,715
H2NG	0.336	1.888	2.697	5.546

Nel caso delle condizioni attuali, si riscontra come il valore del LCOE nei due casi di alimentazione, siano superiori al costo dell'energia prelevata dalla rete, in particolare si riscontra come l'alimentazione ad H₂NG produca un LCOE sensibilmente maggiore di quello prodotto dal NG (incremento del LCOE pari a 3.5%). Questo risultato conferma quanto espresso in precedenza, riguardo al difficoltà che la cogenerazione incontra nella reale diffusione all'interno del settore civile a causa delle ridotte ore di funzionamento e al costo del combustibile elevato. Riguardo alla differenza del LCOE nel caso di alimentazione a NG e H₂NG, si può affermare che tale risultato è causato dal minor contenuto energetico per unità di volume del H₂NG. Le analisi sperimentali infatti evidenziano una minor potenze termica resa dal CHP nel caso di alimentazione a H₂NG.

Al fine di analizzare più a fondo i fattori che maggiormente influenzano il valore del LCOE si è condotta un'analisi di sensitività in cui le variabili sono le seguenti:

- ❖ Costo combustibile del CHP:
 - ✓ NG : 0.88€-0.98€;
 - ✓ H2NG 0.979 €- 1.069;
- ❖ Costo investimento iniziale: -10%÷10%
- ❖ HRR valori desunti dalle prove sperimentali: 83%÷90%.

Nel caso di alimentazione a NG, i risultati sono stati sintetizzati nella figura di seguito, per il caso di HRR 89 %.

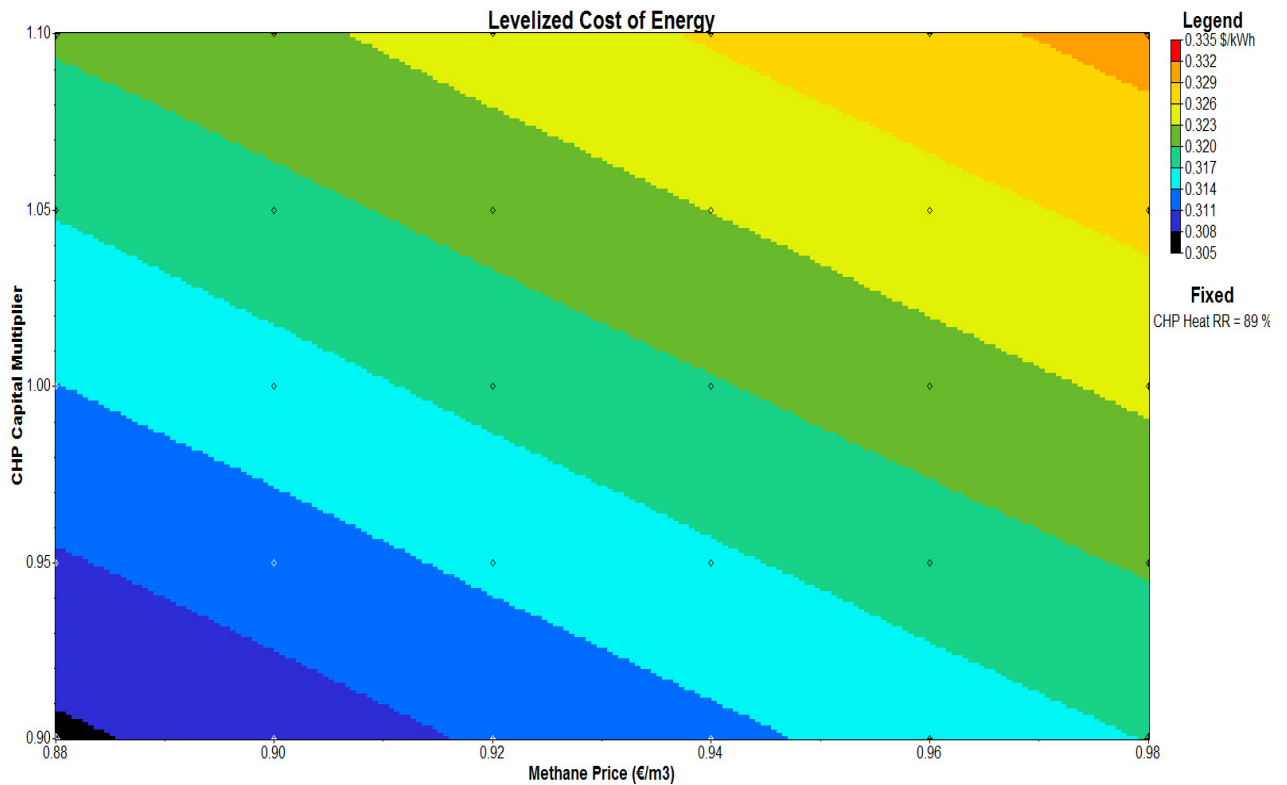


Figura 7. 19 andamento del LCOE in funzione del costo del NG e costo del μ CHP, considerando Capital Cost=1 corrispondente al caso base (13,500 euro) fissando il HRR sul valore nominale 89 %.

Come si può osservare, a fronte di una riduzione del 10 % del costo del combustibile, a parità di costo iniziale dell’impianto, si ha la riduzione del LCOE di circa 2.7 %. Allo stesso modo, mantenendo costante il prezzo del NG, e riducendo del 10% il costo dell’investimento iniziale, si ha una riduzione di LCOE del 1.8%. Questi risultati evidenziano come il costo del combustibile abbia un’influenza maggiore nei confronti del LCOE del sistema, in conseguenza di ciò eventuali interventi auspicabili devono essere indirizzati verso la riduzione del costo del combustibile.

A conferma di quanto esposto in precedenza riguardo all’approccio di dimensionamento ottimale, il simulatore indica come soluzione ottimale quella in cui il cogeneratore lavori con HRR basso (83%). Questo risultato è coerente con la logica di far lavorare il CHP per un elevato numero di ore al fine di avere un risparmio accettabile. Il prezzo del combustibile selezionato per tale situazione ottima è di 0.88 €/m³. Una riduzione del combustibili è comunque ottenibile attraverso l’applicazione dell’accisa ridotta per la cogenerazione ad alto rendimento. Tale riduzione ad ogni modo va applicata solo ad una quota parte del combustibile, in conseguenza di ciò il costo medio del NG utilizzato dal CHP solo difficilmente può eguagliare il valore di 0.88€/m³. In aggiunta, si sottolinea inoltre che in questa valutazione

sono state escluse per semplicità di calcolo, eventuali oneri aggiuntivi legati all'attivazione dell'allaccio alla rete e spese accessorie di tipo burocratico.

Riguardo all'aspetto ambientale, riferendoci alla situazione di partenza, ovvero costo capitale in linea con i prezzi di mercato allo stato attuale e costo del combustibile desunto dalla letteratura, il simulatore ha permesso di stimare il quantitativo di CO₂ emessa nel caso di alimentazione a NG e H₂NG. In questo caso come si può osservare dalla tabella seguente, il contributo del H₂NG risulta particolarmente interessante ai fini dell'abbattimento delle emissioni di CO₂. Nel dettaglio si nota come il valore delle emissioni risulti ridotto di circa il 6% rispetto ad alimentazione a NG. Questo risultato è coerente con la nuova composizione chimica della miscela di H₂NG. In altre parole, l'arricchimento del metano con H₂ riduce il contenuto di carbonio con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂. Confrontando il valore del LCOE e delle emissioni ottenute con i due tipi di combustibili, si deduce che allo stato attuale, l'utilizzo del H₂NG produce inequivocabili benefici ambientali grazie ad una significativa riduzione delle emissioni annue di CO₂. Dal punto di vista del costo di generazione, le simulazioni condotte non mostrano vantaggi economici.

Tabella 7. 8 Emissioni annuo sistema CHP-caldia, nel caso base dei costi del prezzo combustibile e costi capitali (55)

	CO ₂
Alimentazione	[kg/yr]
NG	7,465
H ₂ NG	6,987

Si riporta di seguito un'analisi di sensitività riguardante l'andamento delle emissioni di CO₂ al variare del costo del combustibile e del valore del HRR.

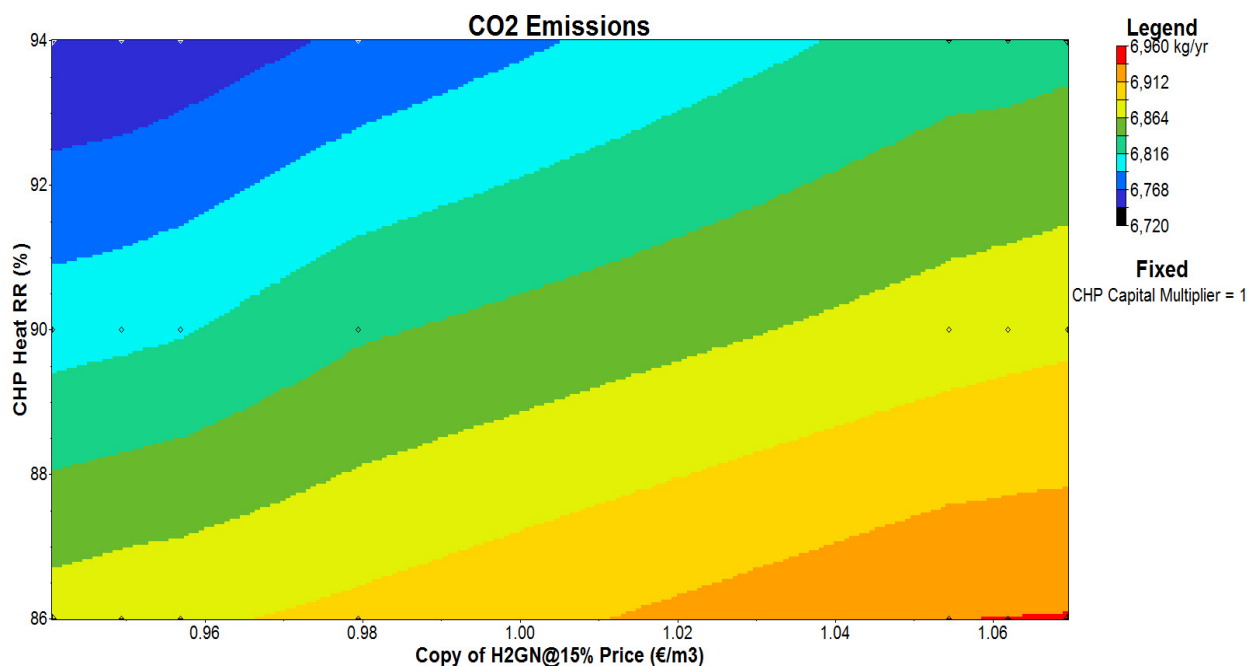


Figura 7. 20 Andamento delle emissioni di CO2, nel caso di H2NG, al variare del prezzo della miscela di combustibile e del valore del HRR

All'aumentare del HRR, si riscontra una riduzione delle emissioni, grazie al maggiore recupero termico. Nel dettaglio si è riscontrato, come la riduzione di 8 punti percentuali di HRR comporta la riduzione del 2% delle emissioni. Parallelamente, a parità di HRR si ha un aumento delle emissioni con l'incremento del prezzo del H₂NG. Il maggior prezzo del combustibile, induce ad un'ottimizzazione del sistema tale da ridurre il numero di ore di lavoro del CHP, e un incremento del volume di NG consumato dalla caldaia, con conseguente incremento delle emissioni di biossido di carbonio annue.

8 Conclusioni

L'attività di ricerca condotta ha permesso di evidenziare le potenzialità delle diverse soluzioni di generazione diffusa in campo civile. Nello specifico, in coerenza con i dati statistici analizzati, si può affermare che gli impianti fotovoltaici in particolare e in generale i sistemi alimentati da energie rinnovabili, hanno subito un incremento consistente a partire dal 2007. La tecnologia fotovoltaica è quella che allo stato attuale ha avuto una maggiore diffusione nel settore civile ed in particolare in quello residenziale. In linea teorica, una razionale gestione delle coperture dei singoli edifici di piccole comunità urbane, può produrre un risparmio di energia primaria annuo non trascurabile. La non programmabilità della produzione e lo sfasamento temporale con i carichi elettrici di utenza, risulta essere uno dei limiti di tale tecnologia. Questo aspetto è ancora più rilevante per le piccole applicazioni di eolico, in questo caso inoltre la variabilità territoriale della risorsa eolica è un ulteriore limite alla sua diffusione nel settore residenziale.

Le soluzioni di micro-cogenerazione distribuita, rappresentano una valida alternativa alle tradizionali generazione di energia separata nel settore civile. Il mercato della micro-cogenerazione offre soluzioni ideali per applicazioni in piccola scala. In particolare i motori a combustione interna sono la soluzione che garantisce un adeguato compromesso tra maturità tecnologica e contenimento dei costi di investimento iniziale, rispetto alle restanti soluzioni cogenerative. La possibilità di alimentazione a Gas Naturale ne favorisce una potenziale diffusione in tutto il tessuto urbano. Le soluzioni con recupero di calore latente, rendono tali sistemi coerenti con le potenze e rendimenti termici per utenze residenziali. L'utilizzo di miscele innovative come l'Idrometano permette, un incremento dell'efficienza elettrica non trascurabile ai fini della promozione di sistemi cogenerativi ad alto rendimento, in coerenza con gli attuali orientamenti normativi ed incentivanti. Dal punto di vista termico, l'utilizzo di miscele di Idrometano produce, in assenza di modifiche sul sistema di alimentazione, un inevitabile decadimento della potenza termica.

Dal punto di vista del costo di gestione annuo, dalle simulazioni condotte, si evince che rispetto a soluzioni separate di energia, in cui non sono previsti sistemi di generazione elettrica localizzati, i sistemi μ CHP conducono a risparmi non trascurabili a partire dal 65 % di autoconsumo elettrico (7 % di risparmio per un auto consumo del 65 %).

Le utenze più indicate per tali applicazioni sono quelle caratterizzate da un costo del kWh elettrico maggiore di 0.20 €/kWh, in particolare i maggiori benefici si ottengono nelle Zone climatiche E, dove il numero di ore di accensione del sistema di riscaldamento è maggiore. La possibilità di accedere ad accise ridotte permette un considerevole incremento del risparmio economico (10% di risparmio per un auto consumo del 65 %). Rispetto ad un sistema di generazione fotovoltaica di potenza simile, integrato all'interno di un utenza residenziale delle medesime caratteristiche, le simulazioni condotte hanno evidenziato come la soluzione cogenerativa risulta fortemente svantaggiata. Soltanto per le Zone E poste in Italia settentrionale, si ha una convenienza in termini di costo annuo di gestione dei sistemi di micro-cogenerazione se è garantito un autoconsumo non inferiore al 85 %. In conclusione, la scelta tra le diverse soluzioni di generazione distribuita di tipo elettrico, richiede un'analisi approfondita delle caratteristiche dell'utenza finale, in termini di fabbisogni richiesti e di andamento dei carichi. Soltanto mediante una simile analisi, si possono ottenere i migliori benefici dalla soluzione tecnologica scelta.

Bibliografia

1. **Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.** *MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA PER L'ANNO 2012.* 2012.
2. **Cumo, Fabrizio.** *SoURCE Towards Smart City.* Roma : s.n., 2012.
3. **A.Albo, A. Scaini, S. Vassallo.** Energy consumption. [aut. libro] Fabrizio Cumo. *SoURCE Towards Smart City.* 2012.
4. **A.Albo, A.Scaini e Vassallo, S.** Energy Balance of the Urban Cells. [aut. libro] Cumo Fabrizio. *SoURCE Towards Smart City.* Roma : s.n., 2012.
5. *A preliminary energy and environmental assessment of a micro wind turbine prototype in natural protected areas.* **Livio de Santoli, Angelo Albo , Davide Astiaso Garcia , Daniele Bruschi, Fabrizio Cumo.** 2014, Vol. Sustainable Energy Technologies and Assessments 8 (2014) 42–56.
6. **DIRETTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE.** 2004. Vol. Energy Procedia, 45, pp. 482-491.
7. **International Energy Agency.** *Combined heat and power: evaluating the benefits of greater global investment.* Vol. Available at: http://www.iea.org/Papers/2008/chp_report.pdf; 2010 .
8. *Evaluation of the potential emissions reductions from the use of CHP systems in different commercial buildings.* **Mago, Pedro J., Smith, Amanda D.** e Environment, Building and. 2012.
9. **Economico, Ministero dello Sviluppo.** *RELAZIONE ANNUALE SULLA COGENERAZIONE IN ITALIA ANNO PRODUZIONE 2012.* aprile 2014.
10. *A case study of technical and economic comparison among energy production systems in a complex of historic buildings in Rome (2014).* **Salata, F., De Lieto Vollaro, A., De Lieto Vollaro, R.**
11. *Method for energy optimization with reliability analysis of a trigeneration and teleheating system on urban scale: a case study.* **Salata, F., De Lieto Vollaro, A., De Lieto Vollaro, R., Mancieri L.** Vol. (2014) Energy and Buildings, in press.
12. *Uncertainties in the design and operation of distributed energy resources: The case of micro-CHP systems.* **Michiel Houwing, Austin N. Ajah, Petra W. Heijnen, Ivo Bouwmans, Paulien M. Herder.** October 2008, Vol. Energy Volume 33, Issue 10 Pages 1518-1536, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2008.07.003>.
13. *An overview of ongoing research,.* **Hatziargyriou N, Asano H, Irvani R, Marnay C.** Microgrids. Mag 2007;July/August:78–94, Vol. IEEE Power Energy.
14. **Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.**

15. Decreto Legislativo 19 agosto 2005.
16. *Combined cooling, heating and power A review, Progress in Energy and Combustion Science.* D.W. Wu, R.Z. Wang. September–November 2006, Vol. Volume 32, Issues 5–6, Pages 459-495 ISSN 0360-1285.
17. *Guidelines for residential micro-CHP systems design.* Michele Bianchi, Andrea De Pascale, Pier Ruggero Spina. September 2012, Vol. Applied Energy, Volume 97, Pages 673-685 ISSN 0306-2619.
18. *Micro-CHP systems for residential applications.* Michel De Paepe, Peter D’Herdt, David Mertens. November 2006, Vol. Energy Conversion and Management, Volume 47, Issues 18–19 Pages 3435-3446 SSN 0196-8904.
19. *Benchmark testing of Micro-CHP units.* Bernd Thomas. November 2008, Vol. Applied Thermal Engineering, Volume 28, Issue 16, Pages 2049-2054, ISSN 1359-4311.
20. *Analysis of electric and thermal seasonal performances of a residential microCHP unit.* Guglielmo Magri, Costanzo Di Perna, Giorgio Serenelli. April 2012, Vol. Applied Thermal Engineering, Volume 36, Pages 193-201, ISSN 1359-4311.
21. *An emerging market in fuel cells? Residential combined heat and power in four countries.* James E. Brown, Chris N. Hendry, Paul Harborne. April 2007,, Vol. Energy Policy, Volume 35, Issue 4, Pages 2173-2186, ISSN 0301-4215.
22. *Development of a 3 kW microturbine for CHP applications.* Visser WPJ, Shakariyants SA, Oostveen M. 2011, Vol. ASME J Eng Gas Turb Power,.
23. *Cost effective small scale ORC systems for power recovery from low grade heat sources.* Leibowitz H, Smith IK, Stosic N. 2006, Vol. ASME paper IMECE2006-14284.
24. *Experimental and numerical investigation of a micro-CHP flameless unit.* A. Parente, C. Galletti, J. Riccardi, M. Schiavetti, L. Tognotti. s.l. : Applied Energy, January 2012, Vol. Volume 89.
25. *A. Ottaviano, An energetic–exergetic comparison between PEMFC and SOFC-based micro-CHP systems.* L. Barelli, G. Bidini, F. Gallorini. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, February 2011, Vol. Volume 36.
26. *High temperature PEM fuel cells.* Jianlu Zhang, Zhong Xie, Jiujun Zhang, Yanghua Tang, Chaojie Song, Titichai Navessin, Zhiqing Shi, Datong Song, Haijiang Wang, David P. Wilkinson, Zhong-Sheng Liu, Steven Holdcroft. s.l. : Journal of Power Sources, October 2006, Vol. Volume 160.
27. *A high conductivity Cs₂.5H₀.5PMo₁₂O₄₀/polybenzimidazole (PBI)/H₃PO₄ composite membrane for proton-exchange membrane fuel cells operating at high temperature.* Ming-Qiang Li, Zhi-Gang Shao, Keith Scott. s.l. : Journal of Power Sources, August 2008, Vol. Volume 183, Issue 1, 15.
28. *Microcogeneration system based on HTPEM fuel cell fueled with natural gas: Performance analysis,.* Nicola Zuliani, Rodolfo Taccani. s.l. : Applied Energy, September 2012, Vol. Volume 97.

29. *Fuel-cycle analysis of early market applications of fuel cells: Forklift propulsion systems and distributed power generation.* Amgad Elgowainy, Linda Gaines, Michael Wang. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy,, May 2009,, Vol. Volume 34,.
30. *Molten carbonate fuel cell and gas turbine hybrid systems as distributed energy resources.* Jung-Ho Wee. s.l. : Applied Energy, December 2011, Vol. Volume 88.
31. *Degradation mechanism of molten carbonate fuel cell based on long-term performance: Long-term operation by using bench-scale cell and post-test analysis of the cell.* H. Morita, M. Kawase, Y. Mugikura, K. Asano. s.l. : Journal of Power Sources, October 2010, Vol. Volume 195.
32. *The stability of molten carbonate fuel cell electrodes: A review of recent improvements.* Ermete Antolini. s.l. : Applied Energy, December 2011,, Vol. Volume 88,.
33. *A high-performance cathode for the next generation of solid-oxide fuel cells.* Shao ZP, Haile SM. s.l. : Nature, 2004.
34. *Recent progress on solid oxide fuel cell: Lowering temperature and utilizing non-hydrogen fuels.* Yicheng Zhao, Chun Xia, Lijun Jia, Zhiming Wang, Hongjiao Li, Jinshuai Yu, Yongdan Li. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, December 2013, Vol. Volume 38.
35. *Solid Oxide Fuel Cells Materials Properties and Performance.* Jeffrey Fergus, Rob Hui,Xianguo Li,David P. Wilkinson,Jiujun Zhang. s.l. : CRC Press. Boca Raton,, 2008.
36. *A review on reforming bio-ethanol for hydrogen production,.* Meng Ni, Dennis Y.C. Leung, Michael K.H. Leung. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, October 2007, Vol. Volume 32,.
37. *Improved oxidation of hydrocarbons with new electrodes in high temperature fuel cells.* Irvine JTS, Sauvet A. Vol. [http://dx.doi.org/10.1002/1615-6854\(200112\)1:3/4<205::AID906](http://dx.doi.org/10.1002/1615-6854(200112)1:3/4<205::AID906).
38. *Solid oxide fuel cell as a multi-fuel applicable power generation device.* Kikuchi R, Eguchi K. s.l. : J Jpn Petrol Inst.
39. *Internal steam reforming in solid oxide fuel cells: Status and opportunities of kinetic studies and their impact on modelling.* D. Mogensen, J.-D. Grunwaldt, P.V. Hendriksen, K. Dam-Johansen, J.U. Nielsen. s.l. : Journal of Power Sources, January 2011, Vol. Volume 196.
40. *Evaluation of the cost performance of the SOFC cell in the market, .* M. Ippommatsu, H. Sasaki, S. Otoshi, s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, February 1996, Vol. Volume 21.
41. *Analysis of innovative micro-CHP systems to meet household energy demands.* Enrico Saverio Barbieri, Pier Ruggero Spina, Mauro Venturini, s.l. : Applied Energy, September 2012, Vol. Volume 97.
42. Forgiione, Nicola e Marco, Paolo Di. *Appunti ed Esercizi di Fisica Tecnica e Macchine Termiche-Combustibili e combustione.* 2002.
43. Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni DATECUfficio federale dell'ambiente UFAM Divisione Clima. *Fattori di emissione di CO2 secondo l'Inventario svizzero dei gas serra.* 2014.

44. A. Albo, G. Fasano, F. Giustini, F. Gugliermetti, V. Sforzini. *Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico; Sviluppo di metodologie e strumenti di misura ed analisi dei consumi energetici degli edifici pubblici*. 2014.
45. <http://www.cavagnagroup.com/>. [Online]
46. *Laminar-burning velocities of hydrogen–air and hydrogen–methane–air mixtures: An experimental study*. M. Ilbas, A.P. Crayford, İ. Yılmaz, P.J. Bowen, N. Syred. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, September 2006, Vol. Volume 31, Issue 12.
47. *Study on combustion behaviors and cycle-by-cycle variations in a turbocharged lean burn natural gas S.I. engine with hydrogen enrichment*. Fanhua Ma, Shangfen Ding, Yu Wang, Yefu Wang, Junjun Wang, Shuli Zhao. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, December 2008, Vol. Volume 33, Issue 23.
48. *The influences of hydrogen on the performance and emission characteristics of a heavy duty natural gas engine*. Cheolwoong Park, Changgi Kim, Young Choi, Sangyeon Won, Yasuo Moriyoshi. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, March 2011, Vol. Volume 36, Issue 5,.
49. *Energy characterization of CHP (combined heat and power) fuelled with hydrogen enriched natural gas blends*. Livio de Santoli, Gianluigi Lo Basso, Daniele Bruschi,. s.l. : Energy, 1 October 2013, Vol. Volume 60.
50. *A small scale H₂NG production plant in Italy Techno-economic feasibility analysis and costs associated with carbon avoidance*,. Livio de Santoli, Gianluigi Lo Basso, Daniele Bruschi,. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy, April 2014, Vol. Volume 39,.
51. *Integration of Wind Energy, Hydrogen and Natural Gas Pipeline Systems to Meet Community and Transportation Energy Needs: A Parametric Study*. Garmsiri S, Rosen MA, Smith GR. I. Sustainability. 2014, Vol. 6(5):2506-2526, <http://dx.doi.org/10.3390/su6052506>.
52. *Hybrid System for renewable Hydrogen and User: experimental analysis for performance assessment on the integrated CHP reciprocating engine fuelled with H₂NG blends*. Lo Basso, Gianluigi. Anno 2014, Vol. Tesi di Dottorato.
53. *Analytical modeling of water condensation in condensing heat exchanger, International Journal of Heat and Mass Transfer*. Kwangkook Jeong, Michael J. Kessen, Harun Bilirgen, Edward K. Levy. May 2010, Vol. Volume 53, Issues 11–12.
54. *Revised Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam*. Cooper J.R., Dooley R.B.,. 26-31 August 2007. , Vol. IAPWS meeting in Lucerne, Switzerland, .
55. Livio de Santoli, Angelo Albo, Daniele Bruschi, Gianluigi Lo Basso, Benedetto Nastasi. *RES (Renewable Energy Sources) availability assessments for Ecofuels production at local scale: carbon avoidance costs associated to a hybrid biomass/H₂NG-based energy scenario*. s.l. : 69th Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI2014 Energy Procedia 00 (2014), 2014.

56. Bocconi, Università. *I prezzi del gas naturale in Italia e in Europa Rapporto di sintesi- Research Report Series ISSN 2036-1785.*
57. *Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).* .
58. *Hydrogen-Natural Gas mixtures (H2NG) effects on energy performances of a condensing micro-CHP for residential applications: an expeditious assessment of water condensation and experimental analysis.* G Lo Basso, L de Santoli , A Albo , B Nastasi. Energy <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.006>
59. *Variable composition hydrogen/natural gas mixtures for increased engine efficiency and decreased emissions.* Sierens R, Rosseel E. s.l. : Journal of Engineering for Gas Turbines and Power.
60. *Single cylinder internal combustion engine fuelled with H2NG operating as micro-CHP for residential use: preliminary experimental analysis on energy performances and numerical simulations for LCOE assessment.* Gianluigi Lo Basso, Livio de Santoli, Angelo Albo, Daniele Bruschi, Benedetto. s.l. : Energy Procedia 00 (2014) 000–000, 2014.
61. *The influences of hydrogen on the performance and emission characteristics of a heavy duty natural gas engine.* Park C, Kim C, Choi Y, Won S, Moriyoshi Y. s.l. : Int J Hydrogen Energy , 2011.
62. *Preliminary Experimental Analysis of a CHP Hydromethane System.* . de Santoli L, Lo Basso G, Bruschi D. s.l. : Journal of Energy and PowerEngineering, 2013.
63. *Experimental study of a single-cylinder engine fueled with natural gas–hydrogen mixtures,* . Jian Xu, Xin Zhang, Jianhua Liu, Longfei Fan, Experimental study of a single-cylinder engine fueled. s.l. : International Journal of Hydrogen Energy,, 2010.
64. *Environmental implications, Applied Energy, Volume 53,* . Robert Hill, Nigel Mortimer,. s.l. : Applied Energy,, 1996, Vol. Volume 53,.
65. *Emission characterization 1020 and evaluation of natural gas-fueled cogeneration microturbines and internal combustion engines.* Aldo Canova, Gianfranco Chicco, Giuseppe Genon, Pierluigi Mancarella,. s.l. : Energy Conversion and Management , 2008, Vol. Volume 49.
66. *Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part II: Analysis techniques and application cases, Energy,* . Pierluigi Mancarella, Gianfranco Chicco,. s.l. : Energy, Volume, 2008, Vol. Volume 33.
67. *Emission operational strategy for combined cooling heating, and power systems,* . Nelson Fumo, Pedro J. Mago, Louay M. Chamra, Emission operational strategy for combined cooling. s.l. : Applied Energy, Volume 86,, Novembre 2009.
68. *Emission Calculation Methodologies for CHP Plants,*. Michele Bianchi, Andrea De Pascale,. s.l. : Energy Procedia , 2012, Vol. Volume 14,.
69. *Analisi degli aspetti energetici, normativi ed economici della microcogenerazione;* G. Caruso, F.Marca, F. Mancini e 2011, 66° Congresso Nazionale ATI. s.l. : 66° Congresso Nazionale ATI , 2011.

70. Giovanni Angrisani, Michele Canelli, Antonio Rosato, Carlo Roselli, Maurizio Sasso, Sergio Sibilio. Load sharing with a local thermal network fed by a microcogenerator: Thermo-economic optimization by means of dynamic simulations. Vol. Applied Thermal Engineering, Available online 8 October 2013, ISSN 1359-4311.