



Agenzia Nazionale per le Nuove tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Integrazione di sistemi cogenerativi innovativi di piccolissima taglia
nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera

*Michele Bianchi
Pier Ruggero Spina*



università di ferrara
DA SEICENTO ANNI GUARDIAMO AVANTI.

Report RdS/2010/220

INTEGRAZIONE DI SISTEMI COGENERATIVI INNOVATIVI DI PICCOLISSIMA TAGLIA NELLE
RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA, TERMICA E FRIGORIFERA

Michele Bianchi (Dipartimento di Ingegneria delle Costruzioni Meccaniche, Nucleari,
Aeronautiche e di Metallurgia – DIEM – Università degli Studi di Bologna)

Pier Ruggero Spina (Dipartimento di Ingegneria dell'Università degli Studi di Ferrara)

Settembre 2010

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Usi finali

Tema: Elettrotecnologie innovative per i settori produttivi: applicazioni su scala reale

Responsabile Tema: Ennio Ferrero ENEA

Sommario

La presente relazione costituisce il rapporto dell'attività effettuata dall'Università di Bologna e dall'Università di Ferrara, nell'ambito di un accordo di programma tra il Ministero dello Sviluppo Economico e l'ENEA, avente come obiettivo l'individuazione delle tecnologie di cogenerazione di piccola/piccolissima taglia per l'applicazione nel settore civile residenziale e lo studio della loro integrazione in sistemi di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera. In un precedente studio più generale effettuato dagli stessi autori, erano state prese in rassegna le tecnologie per la cogenerazione in riferimento alle taglie di potenza elettrica nominale fino a 10 MVA: tali sistemi energetici sono anche indicati come sistemi di Generazione Distribuita (GD) secondo la definizione data dall'Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas (AEEG). In questo studio si vuole porre l'attenzione su quelle tecnologie di taglia più piccola che meglio si prestano all'impiego civile residenziale. Si esaminano quindi le prestazioni ottenibili dai sistemi cogenerativi in tale campo di impiego, valutando il risparmio di energia primaria che questi sistemi consentono di ottenere rispetto a sistemi di climatizzazione convenzionali (utilizzo di caldaie per la produzione di energia termica per il riscaldamento e di climatizzatori ad azionamento elettrico per il raffrescamento) ed acquisto di energia elettrica dalla rete, le problematiche di integrazione con le reti di distribuzione dell'energia ed i vincoli e le barriere esistenti per le tecnologie innovative proposte.

Indice

1. Introduzione

2. Sistemi cogenerativi di piccola taglia

2.1 Le soluzioni possibili: tecnologie note e soluzioni innovative

2.2 Le tecnologie già disponibili

2.2.1 Motori a combustione interna alternativi

2.2.2 Microturbine a gas

2.2.3 Micro Cicli Rankine (MRC)

2.2.4 Motori Stirling

2.3 Confronto tra le tecnologie disponibili

2.4 Le tecnologie non ancora disponibili

2.4.1 Microturbine a gas a ciclo di Brayton inverso (IBC - Inverted Brayton Cycle)

2.4.2 Sistemi termofotovoltaici (TPV)

3. Problematiche di integrazione dei sistemi microcogenerativi con le reti interne di distribuzione dell'energia

3.1 Problematiche di connessione ed integrazione con la rete elettrica

3.1.1 Tipologie di connessioni alla rete e schemi di reti in BT

3.1.2 Interfacciamento alla rete di impianti di microgenerazione

3.1.2.1 Sistemi rotanti

3.1.2.2 Sistemi statici

3.1.2.3 Funzionamento in isola di carico

3.1.3 Protezione delle reti attive

3.1.4 Caratteristiche peculiari di alcuni sistemi di micro-generazione

3.2 Problematiche di integrazione con la rete di distribuzione del calore e del freddo

3.2.1. Tipologie di reti di distribuzione e stima delle dispersioni

3.2.2. Rete di distribuzione e centrale di cogenerazione

3.2.3. Ottimizzazione della rete di distribuzione

4. Valutazione delle potenzialità della cogenerazione nell'applicazione civile residenziale nello scenario europeo

4.1 Scenari tariffari

4.2 Fabbisogni energetici delle utenze civili

4.2.1 Fabbisogni termici

4.2.2 Fabbisogni elettrici

4.3 Fattibilità tecnico economica

4.3.1 Metodologia

4.3.2 Risultati

5. Prestazioni dei sistemi cogenerativi nell'applicazione civile residenziale nello scenario italiano

5.1 Configurazione del sistema cogenerativo integrato alle reti elettrica e di distribuzione del calore di un'utenza civile

5.2 Scenario di richiesta termica dell'utenza

5.3 Influenza del sistema di accumulo termico sulle ore di funzionamento del cogeneratore

5.4 Prestazioni delle tecnologie di cogenerazione

5.5 Confronto rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore: vantaggi energetico/ambientali della cogenerazione

6. Valutazione del risparmio di energia primaria ottenuto con impianti di microcogenerazione per la climatizzazione invernale degli edifici.

1. Introduzione

Questo studio intende fornire una panoramica sulle tecnologie disponibili per la cogenerazione di energia elettrica e termica in ambito civile residenziale, individuando le caratteristiche e le problematiche di soluzioni innovative. In particolare, si vogliono mettere in luce le prestazioni raggiungibili da sistemi energetici cogenerativi, che soddisfino in parte o completamente le richieste elettriche e termiche.

La cogenerazione rappresenta una soluzione tecnologica alternativa all'assetto convenzionale e più frequentemente presente nell'ambito civile. Infatti, la soluzione convenzionale più diffusa attualmente nei contesti urbani per soddisfare i fabbisogni energetici di utenze civili è rappresentata dall'impiego della connessione alla rete elettrica, per soddisfare la richiesta di energia elettrica, e dall'impiego di caldaie centralizzate o autonome, per soddisfare la richiesta di energia termica relativa al riscaldamento degli ambienti e alla produzione di acqua calda sanitaria.

La diffusione delle tecnologie cogenerative in ambito domestico residenziale richiede che queste risultino effettivamente convenienti dal punto di vista energetico, economico ed ambientale. Nel presente rapporto vengono analizzati diversi di questi aspetti, anche alla luce dell'attuale scenario normativo e di incentivazioni e/o agevolazioni fiscali presente in Italia.

La convenienza energetica, valutabile con specifici indicatori di prestazione codificati in Italia da appositi riferimenti normativi (tra cui la capostipite Delibera AEEG 42/02 e successive modifiche ed in prospettiva superata dalla Direttiva 2004/08/CE con i relativi recepimenti ed integrazioni), rappresenta la primaria *condicio sine qua non* per la fattibilità della cogenerazione.

Tuttavia l'aspetto economico, legato alle valutazioni di ritorno dell'investimento rappresentato dall'adozione di un sistema cogenerativo che si sostituisca allo scenario di riferimento della connessione alla rete elettrica più caldaia per la produzione del calore, costituisce una seconda faccia della medaglia, altrettanto importante dal punto di vista della effettiva concreta realizzabilità. Tanto la valutazione del risparmio energetico conseguibile quanto l'analisi delle prestazioni economiche sono fortemente influenzate dallo scenario di riferimento, che verrà specificato nel presente rapporto mediante una serie di parametri quantitativi (rendimenti di riferimento, tariffe dell'energia e dei combustibili, ecc...).

Infine l'aspetto della valutazione dell'impatto ambientale, non direttamente esaminato quantitativamente in tale documento, è comunque in parte connesso alla valutazione energetica e alla quantificazione del risparmio di energia primaria.

2. Sistemi cogenerativi di piccola taglia

Lo studio ha lo scopo di fornire un quadro delle prestazioni ottenibili da sistemi energetici cogenerativi in grado di soddisfare le richieste di potenza elettrica e termica/frigorifera di utenze civili residenziali, che presentano fabbisogni termici a medio/bassa temperatura e richieste frigorifere tipiche del condizionamento. Ai fini dello studio vengono prese quindi in considerazione le soluzioni tecnologiche cogenerative di piccolissima taglia, cioè i sistemi con taglie di potenza elettrica fino a 3÷5 kW reperibili sul mercato, che sarebbero in grado di soddisfare la tipica richiesta di potenza elettrica di picco di una singola utenza domestica monofamiliare. Lo studio viene poi esteso anche ai sistemi di potenza elettrica maggiore di tale limite, sistemi che rientrano nel campo della Piccola Generazione ($P_e < 1 \text{ MW}_{el}$) secondo la definizione data dalla normativa vigente (D. Lgs. n. 20/07). In particolare, come verrà illustrato nel seguito, i sistemi con potenza elettrica di picco da qualche decina fino a qualche centinaio di kW sono in grado di coprire le usuali richieste elettriche di tipiche utenze civili di medio-grandi dimensioni, quali condomini, ospedali, centri commerciali, centri sportivi, ecc...

2.1 Le soluzioni possibili: tecnologie note e soluzioni innovative

Nel presente capitolo si esaminano le principali possibili soluzioni di sistemi energetici per la generazione stazionaria di potenza, che si prestano all'impiego cogenerativo in ambito civile, evidenziandone le specifiche peculiarità e distinguendo tra le tecnologie già disponibili e quelle ancora in via di sviluppo. La Tab. 2.1.1 riassume le tecnologie prese in considerazione.

Tab. 2.1.1

Tecnologie già disponibili	Tecnologie non ancora disponibili
1. Motori a combustione interna alternativi (MCI) 2. Microturbine a gas (MTG) 3. Micro Cicli Rankine (MRC) 4. Motori Stirling	5. Microturbine a ciclo di Brayton inverso (IBC) 6. Sistemi termo-fotovoltaici (TPV)

2.2 Le tecnologie già disponibili

2.2.1 Motori a combustione interna alternativi

I motori a combustione interna alternativi (indicati nel prosieguo anche con l'acronimo MCI) vengono impiegati stabilmente per la generazione stazionaria di energia elettrica e termica. Le taglie di potenza elettrica variano da pochi kW fino a diversi MW ed i rendimenti elettrici garantiti dai costruttori assumono valori da circa 20 % a 45 % a seconda della taglia. La Fig. 2.2.1.1 presenta alcuni esempi di MCI: in particolare viene mostrata sia l'immagine di un motore di piccolissima taglia per impiego civile

cogenerativo, sia l'immagine di un motore di taglia maggiore, anch'esso utilizzabile in assetto cogenerativo.



Fig. 2.2.1.1 - Esempi di MCI: (a) motore Senertech di piccola taglia (5 kW) e (b) motore Jenbacher di grossa taglia (250 kW)

Il combustibile impiegabile nei MCI può essere gassoso (molto frequentemente gas naturale, ma anche in alcuni casi biogas) o liquido (principalmente gasolio, GPL o benzina, ma anche oli vegetali derivati da biomasse) a seconda della specifica realizzazione.

In base alle modalità di combustione i MCI possono essere classificati in motori ad accensione per compressione, anche detti a Ciclo Diesel (o semplicemente Diesel), nei quali la combustione si innesca spontaneamente ad ogni ciclo quando il combustibile viene iniettato in seno al comburente, che si trova in condizioni di temperatura e pressione che permettono l'autoaccensione del combustibile iniettato, e in motori ad accensione comandata, anche detti a Ciclo Otto, nei quali l'accensione della miscela aria-combustibile viene innescata mediante una scintilla generata dalla candela.

Nella piccolissima taglia la soluzione più diffusa è quella dell'alimentazione a gas naturale, con ciclo Otto e funzionamento di tipo "lean-burn", cioè con preparazione di una miscela aria-combustibile sottostechiometrica (forti eccessi d'aria), e con precamera per la stabilizzazione dell'accensione. Questa modalità di funzionamento è stata essenzialmente concepita al fine della riduzione dei picchi di temperatura di combustione e dunque per il contenimento delle emissioni di specie inquinanti quali gli ossidi di azoto (NO_x).

A seconda del tipo di ciclo realizzato, il motore presenta caratteristiche progettuali e componenti ausiliari differenti e soprattutto diversi sistemi di alimentazione per preparare la miscela di aria e combustibile. Tuttavia, in linea generale, l'architettura di base dei MCI è quella mostrata in Fig. 2.2.1.2, dove si evidenziano il pistone mobile entro il cilindro, i condotti di aspirazione e di scarico in comunicazione, attraverso le valvole, con la camera di combustione in cui la miscela aria-combustibile viene bruciata. In tutte le diverse realizzazioni, a seguito del rilascio di calore dovuto alla combustione, il motore converte parte dell'energia del combustibile in energia meccanica di trascinamento del pistone,

dotato di moto alternativo; tale energia viene trasferita all'albero rotante mediante un meccanismo biella-manovella (si veda la Fig. 2.2.1.2).

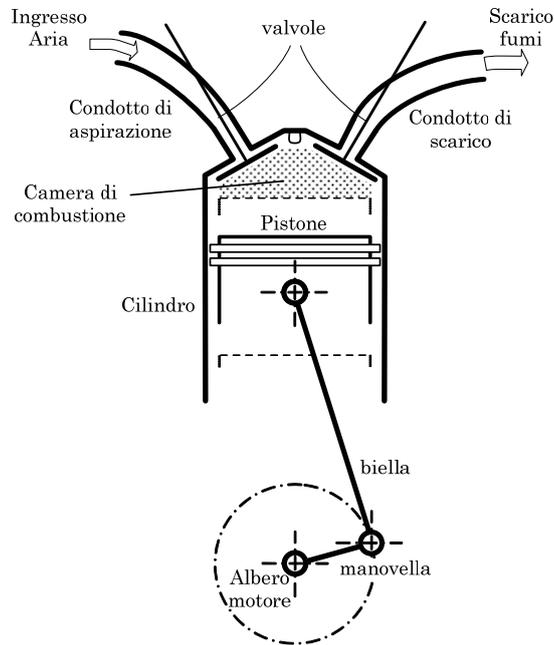


Fig. 2.2.1.2

L'energia meccanica di rotazione viene poi ulteriormente convertita in energia elettrica mediante appositi sistemi di conversione elettro-meccanici.

Tale configurazione, è tipica di tutti i motori alternativi a combustione interna, che frequentemente presentano una architettura policilindrica, distribuendo in tal modo la potenza su più cilindri; tuttavia nel particolare caso di motori di piccolissima taglia, adatti all'impiego in ambito civile, si può anche avere una più semplice e meno costosa configurazione monocilindrica, che comporta una minore complessità meccanica ma anche una maggiore irregolarità di coppia motrice.

Tra i principali ausiliari del motore vi sono: il sistema di lubrificazione degli organi meccanici in movimento (pistone-camicia, manovellismo di spinta, sistema di comando valvole, ecc...), il sistema di raffreddamento della camera di combustione e di tutte le parti calde del motore, il sistema di controllo elettronico dell'iniezione di combustibile e più in generale della combustione, il sistema di conversione della potenza meccanica in potenza elettrica (generatore), il sistema di contenimento delle emissioni inquinanti nei fumi di combustione (catalizzatori ossidanti per il CO o catalizzatori trivalenti per CO, HC e NOx) ed infine l'eventuale sistema di recupero del calore per il funzionamento cogenerativo.

Nel motore non cogenerativo, parte dell'energia convertita in calore con la combustione non viene sfruttata per la produzione di energia meccanica (ed eventualmente elettrica), ma è scaricata in ambiente attraverso principalmente i fumi di combustione, l'acqua di raffreddamento del motore e l'olio di lubrificazione. Tali flussi termici residui sono dunque disponibili ed utilizzabili per eventuali utenze termiche. Nel caso di motori

cogenerativi dunque, il sistema prevede, come sinteticamente illustrato in Fig. 2.2.1.3, un circuito di recupero termico dall'olio di lubrificazione del motore, dall'acqua di raffreddamento del motore e dai fumi allo scarico.

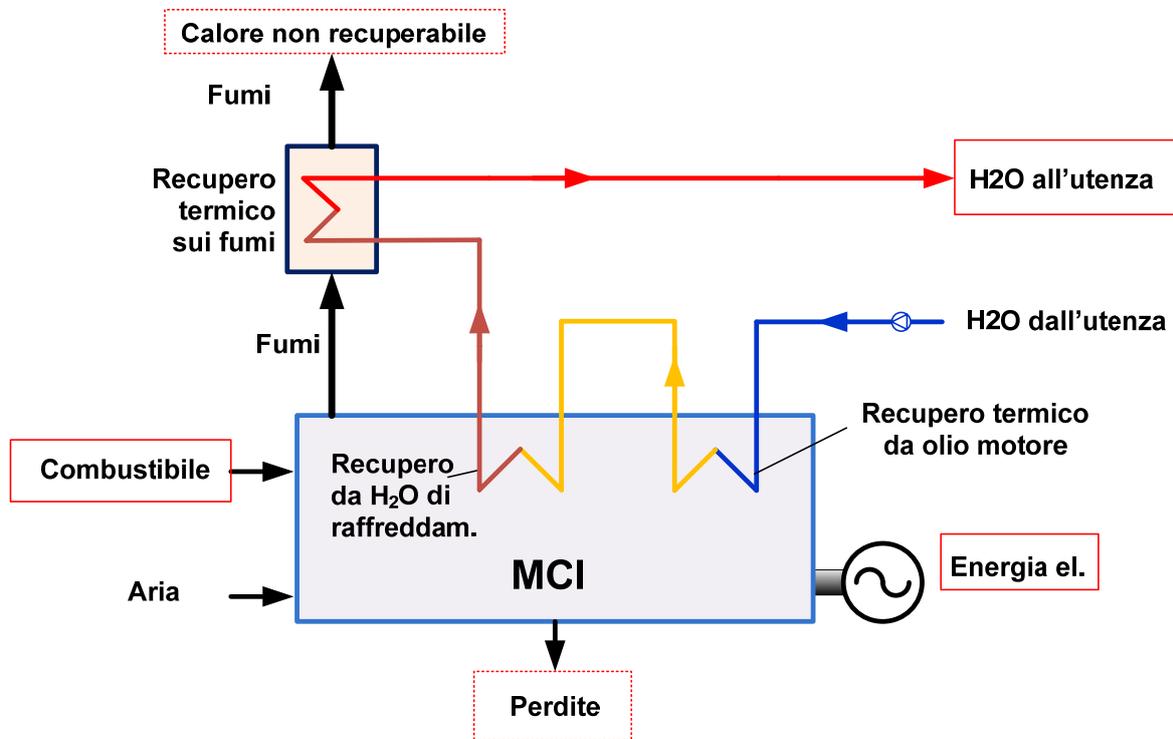


Fig. 2.2.1.3 – Schema concettuale dei recuperi termici in un MCI cogenerativo

I fumi allo scarico di un MCI si trovano a temperature dell'ordine di 350÷450 °C e contengono quindi elevate quantità di calore che possono essere recuperate; l'acqua di raffreddamento del motore, che, a volte, è presurizzata, asporta calore dalle camicie dei cilindri e si trova generalmente a temperature intorno ai 90÷100 °C; l'olio di lubrificazione del motore richiede anch'esso di essere raffreddato e può, ad esempio, essere raffreddato da un radiatore da 90 °C a 70°C. Generalmente il circuito di recupero è percorso da acqua che si riscalda a temperature compatibili con quelle richieste da un'utenza di tipo civile (70÷90 °C). I MCI si prestano particolarmente bene alla cogenerazione in ambito civile, poiché solo in questo caso tutti i flussi termici ad alta e a bassa temperatura possono essere utilmente sfruttati; al contrario in altre applicazioni che richiedano temperature maggiori di 100÷150 °C non si può sfruttare il calore scaricato dall'olio né quello dall'acqua di raffreddamento, che nel complesso possono rappresentare più della metà del calore totale reso disponibile.

La Fig. 2.2.1.4 riporta l'andamento del rendimento termico η_t e del rendimento totale η_u (coefficiente di utilizzo del combustibile) in funzione della temperatura del fluido da riscaldare di ritorno dall'utenza (temperatura all'ingresso della linea di scambiatori di recupero) per un MCI che scarica i fumi a 400 °C. Si osserva che all'aumentare della temperatura del fluido all'ingresso della linea di scambiatori di recupero, la quantità di

calore recuperabile decresce; in particolare, se la temperatura di ritorno del fluido supera i 90 °C circa, il recupero termico diminuisce decisamente, poiché è possibile sfruttare solo il calore scaricato con i fumi. Dunque solo con utenze di tipo civile si possono ottenere le massime prestazioni cogenerative, misurabili in termini coefficiente di utilizzo del combustibile.

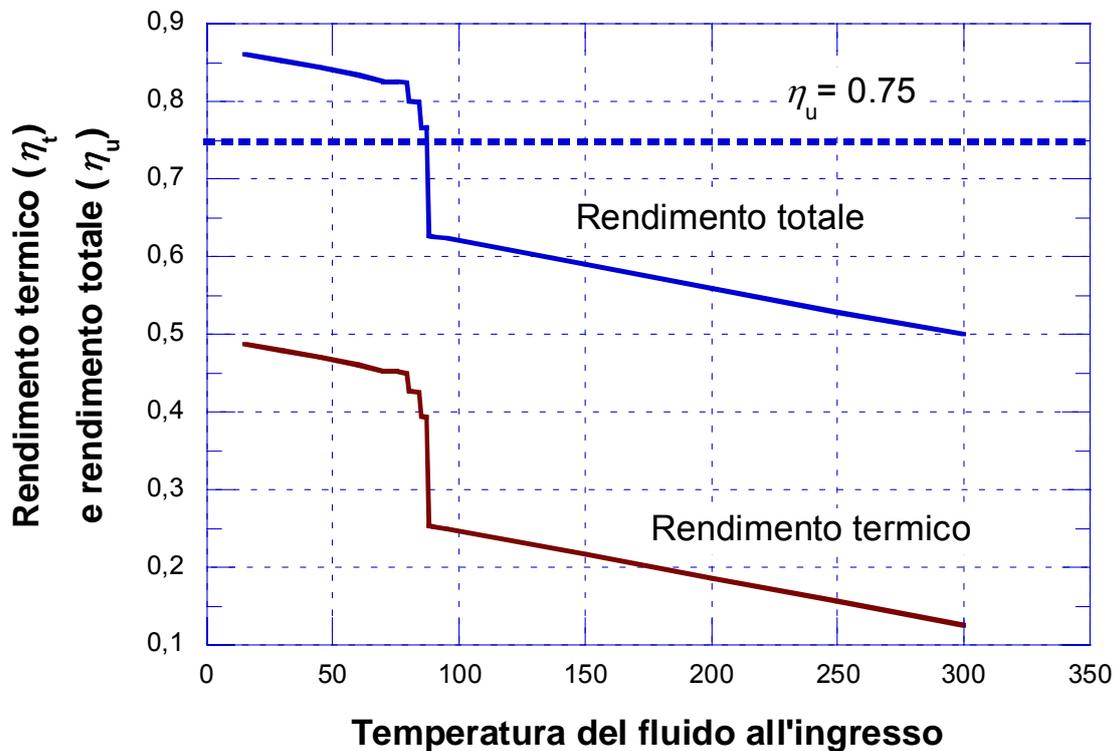


Fig. 2.2.1.4 - Rendimento termico e rendimento totale (coefficiente di utilizzo del combustibile) in funzione della temperatura del fluido all'ingresso della linea di scambiatori di recupero per un motore alternativo a combustione interna che scarica i fumi a 400 °C

Non si è considerata in questa sede l'eventuale presenza dell'intercooler, scambiatore che si utilizza nei motori sovralimentati a valle del compressore per raffreddare la corrente dell'aria in ingresso al MCI al fine di aumentare il coefficiente di riempimento del motore; l'impiego del sovralimentatore con l'intercooler, frequente nei motori di grossa taglia per aumentarne la potenza elettrica ed il relativo rendimento, comporta però maggiori costi, non accettabili nel campo delle installazioni di piccola potenza.

I MCI rappresentano una tecnologia ormai matura e molto diffusa nella fascia di potenza elettrica tra 100 kW e qualche MW. Sebbene numericamente meno diffusi, i motori alternativi sono disponibili sul mercato anche nella fascia di potenze elettriche inferiori a 100 kW, fascia di mercato che di maggiore interesse per la cogenerazione nel settore civile. La Tab. 2.2.1.1 riporta i dati di targa dei principali MCI nella suddetta fascia di potenze elettriche. In particolare Honda, Aisin e Senertech hanno recentemente immesso sul mercato macchine molto piccole, nel range 1÷10 kW, destinate espressamente al settore della cogenerazione civile.

I motori alternativi a combustione interna di piccola taglia per impieghi cogenerativi nel settore civile presentano costi di investimento ancora elevati (superiori ai costi specifici per le grandi taglie, con trend sempre crescente al diminuire della potenza), che possono arrivare a circa 2000÷5000 €/kW nel caso dei sistemi con taglie elettriche nel range 1÷5 kW. Nella fascia di potenze di 10÷100 kW il costo mediamente tende a decrescere fino a circa 1000 €/kW.

Tab. 2.2.1.1 – Dati di targa di alcuni MCI nella fascia di potenza 1÷100 kW_{el}

Marca	Modello	Fuel *	P _c	P _t	η _c	η _t	T _{H2O in}	T _{H2O out}	NO _x	CO
			kW	kW			°C	°C	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Honda	Ecowill	GN	1	3.25	0.200	0.650	60	65	120	
AISIN SEIKI	GECC46A2***	GN,GPL	4.6	11.7	0.255	0.585	70	83		
Senertec (DACHS)	HKA G 5.0 Low NO _x	GN	5	12.3	0.260	0.630	< 70	< 83	< 150	< 30
Senertec (DACHS)	HKA G 5.0 Low NO _x a cond.	GN	5	14.6	0.260	0.740	< 70	< 83	< 150	< 30
Senertec (DACHS)	HKA HR 5.3	BD	5.3	10.3	0.300	0.590	< 70	< 83	< 2500	< 300
Senertec (DACHS)	HKA HR 5.3 a cond.	BD	5.3	11.7	0.300	0.660	< 70	< 83	< 2500	< 300
Senertec (DACHS)	HKA HR 5.3	G	5.3	10.5	0.300	0.590	< 70	< 83	< 2500	< 300
Senertec (DACHS)	HKA HR 5.3 a cond.	G	5.3	11.9	0.300	0.660	< 70	< 83	< 2500	< 300
Senertec (DACHS)	HKA F 5.5	GPL	5.5	12.5	0.270	0.610	< 70	< 83	< 250	< 30
Senertec (DACHS)	HKA F 5.5 a cond.	GPL	5.5	14.8	0.270	0.720	< 70	< 83	< 250	< 30
Senertec (DACHS)	HKA G 5.5	GN	5.5	12.5	0.270	0.610	< 70	< 83	< 400	< 30
Senertec (DACHS)	HKA G 5.5 a cond.	GN	5.5	14.8	0.270	0.720	< 70	< 83	< 400	< 30
AISIN SEIKI	GECC60A2N	GN	6	11.7	0.288	0.562	60	65	66	901
AISIN SEIKI	GECC60A2P	GPL	6	11.7	0.288	0.562	60	65	66	901
Energifera	TEMA 20-20***	GN	15	29	0.323	0.624	70	90	100	100
EMD	EMD 20***	G.OV	20	25-30	0.323	0.404	75	85		
ENERGIA NOVA Srl	TANDEM T.20	GN,GPL,G	20	47.5	0.286	0.679	75	85	31	14
EMD	EMD 20 G***	GN	20	40-50	0.329	0.659	70	90		
Energifera	TEMA 30	GN, GPL	25	60	0.280	0.600	< 72	< 95	secondo Dlgs. 152/06	
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB30 AM	GN	30	65	0.278	0.602	70	85		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB30 SM	GN	30	64	0.288	0.616	70	85		
Ecogen	EG30A	GN,GPL,G	30	64	0.278	0.593	70	90	250	300
Ecogen	EG30	GN,GPL,G	30	64	0.288	0.615	70	90	250	300
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB30 AB	BG	33	66	0.283	0.623	70	85		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB35 AB	BG	35	68	0.304	0.591	70	85		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB35 SB	BG	35	68	0.304	0.591	70	85		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB35 AM	GN	35	71	0.297	0.602	70	85		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB35 SM	GN	35	71	0.297	0.601	70	85		
EMD	EMD 45	GN,BG,OV,G	40-45	55-63	0.325	0.506	70	90		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB50***	GN, BG	50	107	0.287	0.615	70	85		
Energifera	TEMA 50-70***	GN	50	97	0.321	0.622	70	90	100	100
Energifera	TEMA 60	GN, GPL	50	120	0.290	0.600	< 72	< 95	secondo Dlgs. 152/06	
MAN	E0834 E302	GN	54	79					5000	
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB60 AM	GN	60	120	0.300	0.600	70	90		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB60 SM	GN	60	120	0.300	0.600	70	90		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB60 AB	BG	60	120	0.296	0.605	70	90		
CPL-CONCORDIA	BIBLOC BB60 SB	BG	60	120	0.296	0.605	70	90		
Ecogen	EG60A	GN,GPL,G	60	120	0.300	0.600	70	90	250	300
Ecogen	EG60	GN,GPL,G	60	120	0.300	0.600	70	90	250	300
MAN	E0836 E302	GN	75	109					7000	
Ecogen	EG90A	GN,GPL,G	90	170	0.310	0.586	70	90	250	300
Ecogen	EG90	GN,GPL,G	90	170	0.310	0.586	70	90	250	300
EMD	EMD 100	GN,OV,G	90	132-140	0.319	0.468	72	90		
Energifera	TEMA 100	GN, GPL	95	170	0.321	0.622	< 72	< 95	secondo Dlgs. 152/06	
Energifera	TEMA 100-100***	GN	100	194	0.310	0.600			100	100
TECOGEN	CM 100	GN	100	214	0.294	0.629			31	214

* GN: gas naturale; G: gasolio; GPL: gas di petrolio liquido; BG: biogas, BD: biodiesel, OV: olio vegetale; Liq: combustibili liquidi

** Nel caso di motori che possono funzionare con più combustibili, i valori di emissioni indicati e garantiti dai costruttori si riferiscono all'alimentazione con gas naturale.

*** vecchio modello, non più indicato nel catalogo aggiornato del costruttore

Un aspetto da considerare infine è quello dei costi di gestione/manutenzione dei MCI, principalmente da imputarsi alla necessità di controlli periodici dei sistemi di lubrificazione (l'intervento più comune è quello di sostituzione dell'olio) e di iniezione del combustibile. Ad esempio, il motore Dachs della Senertech da circa 5 kW richiede una manutenzione ordinaria ogni 3500 ore, ed una straordinaria con sostituzioni parti ogni 30000 ore, per una vita utile di circa 80000 ore. I costi medi di manutenzione possono essere stimati in circa 10÷25 €/MWh (in rapporto all'energia prodotta).

2.2.2 Microturbine a gas

Le microturbine a gas (MTG) presentano taglie di potenza elettrica tipicamente nel range che va dai 30÷200 kW e rendimenti elettrici dell'ordine di 25÷30 %. Sono macchine che in hanno ormai raggiunto un adeguato livello di sviluppo tecnologico, ma presentano una diffusione ancora limitata nel campo della cogenerazione.

Il combustibile principalmente utilizzato è il gas naturale, ma diverse macchine in commercio sono anche alimentabili con GPL, biogas, propano, gasolio o kerosene.

La macchina è alloggiata in un *casing* esterno di dimensioni abbastanza limitate (Fig. 2.2.2.1). Uno schema concettuale di una microturbina a gas è mostrato in Fig. 2.2.2.2: aria esterna viene aspirata e compressa da un compressore, preriscaldata in un recuperatore ed ulteriormente riscaldata nella camera di combustione, a seguito della combustione di un combustibile in seno al flusso d'aria. I gas di combustione caldi vengono espansi in turbina, il cui albero è collegato con il generatore di corrente elettrica. Allo scarico della turbina i gas ancora caldi vanno a preriscaldare nel recuperatore il flusso d'aria alla mandata del compressore prima che entri in camera di combustione e, quindi, vanno ad uno scambiatore dove, raffreddandosi, cedono ad un fluido parte del calore che viene quindi recuperato (calore cogenerato).



Fig. 2.2.2.1

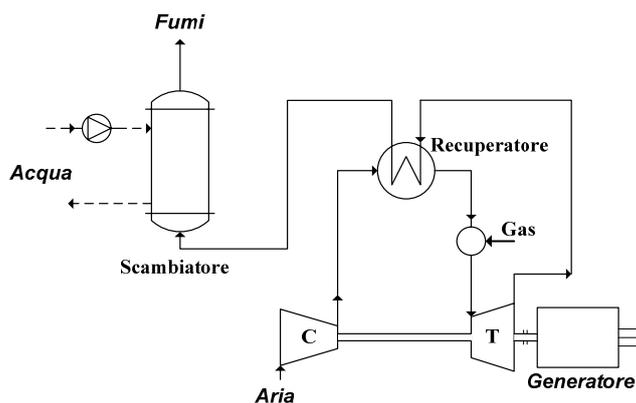


Fig. 2.2.2.2 - Schema concettuale di una microturbina a gas

Dal punto di vista termodinamico, la microturbina a gas si caratterizza per:

- valori di rapporto di compressione limitati, tipicamente nel range 3÷5, in conseguenza dell'impiego di un unico stadio di compressore radiale;
- temperature di ingresso turbina modeste (inferiori a 900÷950 °C); la turbina radiale non è infatti raffreddata e non è realizzata in materiale ceramico in accordo con una filosofia di progetto volta a ridurre i costi del sistema;
- un ciclo termodinamico con recupero termico, che consente di ottenere rendimenti elettrici non troppo penalizzati dal limitato contenuto tecnologico dei componenti della MTG.

Le microturbine scaricano i gas (a valle del recuperatore) a temperature di circa 200-300 °C. Tali valori sono compatibili con la realizzazione di un recupero termico, che viene generalmente realizzato con uno scambiatore di calore gas-acqua, del tipo a piastra tubiera, dove si ha il riscaldamento di acqua, fluente nel circuito esterno, diretta verso le utenze. Tale configurazione è tipicamente utilizzabile per applicazioni cogenerative di tipo civile, che richiedono temperature medio-basse. I fumi vengono tipicamente sfruttati raffreddandoli fino a temperature prossime (o anche inferiori) a 100 °C per produrre acqua calda a temperature massime in genere di 70÷90 °C.

I sistemi cogenerativi con MTG hanno prestazioni in cogenerazione elevate, in quanto il rendimento termico, quando si effettua il pieno recupero termico, è dell'ordine di 40÷50 % e dunque il coefficiente di utilizzo del combustibile (considerando la somma delle energie elettrica e termica prodotte) può arrivare a 80÷90 %. Il rapporto C elettricità/calore è mediamente pari a 0.55÷0.70: una MTG da 100 kW elettrici può produrre fino a 170÷200 kW termici.

La Fig. 2.2.2.3 mostra la portata d'acqua calda producibile per unità di portata in massa di fumi scaricati dalla MTG, in funzione della temperatura in ingresso dell'acqua e della temperatura dei fumi all'uscita dello scambiatore. Il grafico è stato ottenuto supponendo di utilizzare una generica MTG con una temperatura dei fumi all'uscita in assenza di cogenerazione di 270 °C e supponendo di voler riscaldare dell'acqua fino a 90 °C.

I modelli esistenti in commercio ed i relativi dati fondamentali desunti dai relativi cataloghi sono riportati in Tab. 2.2.2.1. I valori di emissioni sono espressi in mg/kWh_e e in

diversi casi sono stati ricavati in base ai valori di concentrazione nei fumi forniti dai costruttori.

Sulla base dei prezzi indicati dai costruttori, il costo di una MTG si colloca tipicamente nell'intervallo di valori 1000÷2000 €/kW. L'affidabilità garantita è elevata, potendo raggiungere una vita utile di circa 60000 ÷ 80000 ore e l'indisponibilità è molto limitata, con tempi di funzionamento annui indicati di 6000÷8000 ore, a seconda del costruttore. Nel caso dei sistemi Capstone, la MTG non richiede olio per la lubrificazione delle parti rotanti, per cui i costi e gli interventi di manutenzione previsti sono molto limitati.

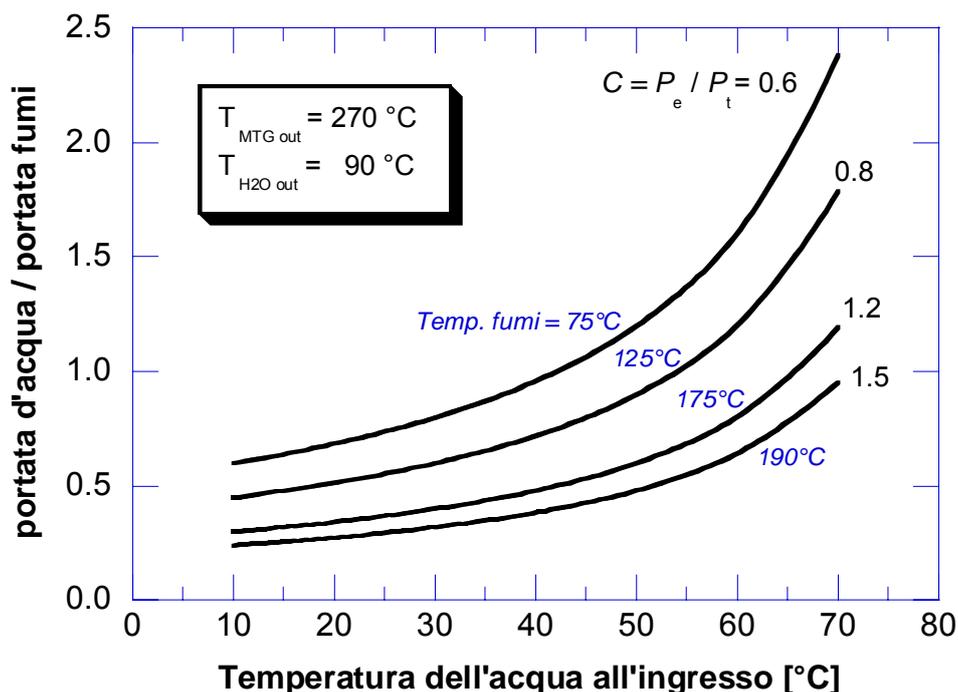


Fig. 2.2.2.3 - Portata d'acqua calda producibile per unità di portata di fumi scaricati dalla MTG, in funzione della temperatura in ingresso dell'acqua e della temperatura dei fumi all'uscita dello scambiatore. (temperatura fumi uscita MTG: 270 °C; temperatura acqua uscita scambiatore: 90 °C)

Tab. 2.2.2.1

Costruttore	Modello	P_e [kW _e]	η_e [%]	η_t [%]	Portata fumi [kg/s]	velocità [rpm]	β	T fumi (no CHP) [°C]	NO _x [mg/kWhe]	CO [mg/kWhe]
Capstone	C30	30	26	-	0.31	96000	3.5	275	215	582
Capstone	C60*	60	28	53.7	0.49	96000	3.7	360	200	540
Capstone	C65	65	29	50	0.49	96000	3.7	309	83	-
Ingersoll Rand	MT70*	70	28	40	0.73	44000	-	210	200	122
Bowman	TG80CG	80	26	48.8	0.83	68000	-	278	597	-
Elliott	TA80*	80	28	60	0.77	-	4.0	230	555	405
Elliott	TA100	100	29	50	1.0	-	4.0	293	514	326
Turbec	T100	100	33	46.5	0.81	70000	4.5	270	311	189
Capstone	C200	190	31	40	1.3	65000	-	280	180	-
Ingersoll Rand	MT250	250	30	44.6	2.1	45000	-	242	104	63
Capstone	C600**	600	33	-	4.0	-	-	280	180	-
Capstone	C800**	800	33	-	5.3	-	-	280	180	-
Capstone	C1000**	1000	33	-	6.7	-	-	280	180	-

* vecchio modello, non più indicato nel catalogo aggiornato del costruttore

** package ottenuto con moduli C200

2.2.3 Micro Cicli Rankine (MCR)

I Micro Cicli Rankine (MCR) sono sistemi di produzione dell'energia elettrica di taglia medio-piccola, variabile da pochi kW ad alcuni MW, che si prestano anche alla cogenerazione per impiego civile. Due esempi di MCR di taglia media e di taglia piccola vengono mostrati in Fig. 2.2.3.1.



Fig. 2.2.3.1 - MCR (a) Infinity da 50 kW e (b) Cogen Microsystems da 2.5 kW

I MCR sono sistemi energetici basati su di un ciclo termodinamico simile a quello utilizzato da una tradizionale turbina a vapore saturo (Fig. 2.2.3.2 (a)): un fluido di lavoro, inizialmente allo stato liquido, viene portato ad alta pressione (1-2), quindi il fluido subisce un riscaldamento per effetto dell'introduzione di calore dall'esterno portandosi allo stato di vapore saturo (2-3), successivamente si espande compiendo lavoro meccanico all'albero di una turbina (3-4), infine condensa riportandosi nello stato di liquido, a seguito della sottrazione di calore che avviene ad opera di un fluido di raffreddamento esterno. L'impianto MCR più semplice, schematizzato in Fig. 2.2.3.2 (b), è sostanzialmente composto da una pompa, una turbina, uno scambiatore di calore con la sorgente calda (evaporatore) e da un condensatore.

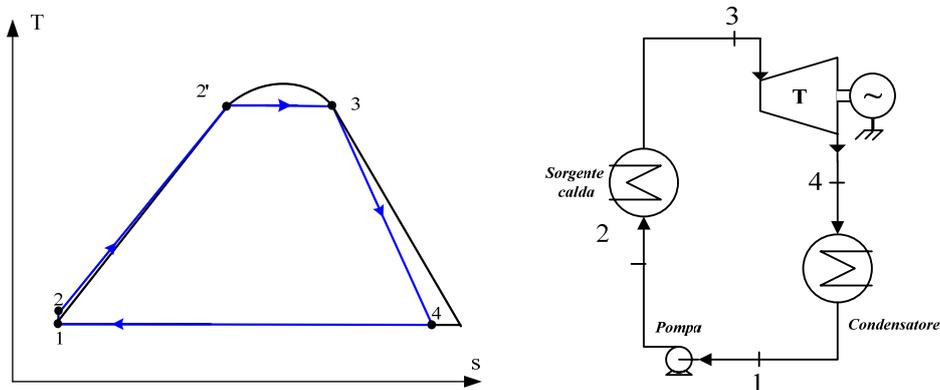


Fig. 2.2.3.2 - Sistema MRC: (a) diagramma termodinamico T-s; (b) schema dell'impianto.

Il fluido di lavoro dei MCR può essere acqua, ma, molto più spesso, si utilizza un fluido organico; in quest'ultimo caso si parla anche di *Organic Rankine Cycle* (ORC). Si tratta di fluidi con elevata massa molecolare: si usano ad esempio idrocarburi, fluidi frigoriferi di tipo HFC o fluidi della famiglia dei polisilossani, che sono composti organici contenenti atomi di silicio legati ad idrocarburi. Caratteristica peculiare dei fluidi impiegati nei cicli ORC è quella di essere "fluidi secchi" cioè caratterizzati da una pendenza positiva della curva del vapore saturo nel diagramma termodinamico temperatura-entropia (Fig. 2.2.3.3). Questo permette di avere un vapore surriscaldato a fine espansione anche partendo dalla curva del vapore saturo, con il vantaggio di assenza di condensa in turbina e, quindi, un minor pericolo di erosione delle pale. L'elevata densità del fluido consente di avere dimensioni contenute dei componenti, tra cui l'espansore, che può, fra l'altro, essere di tipo volumetrico, alternativo a pistone o rotativo di tipo Scroll. L'impiego di fluidi organici, che sono caratterizzati da valori di temperatura critica e pressione critica inferiori a quelli dell'acqua, consente inoltre di operare con pressioni e temperature del fluido operatore mediamente più basse di quelle che si avrebbero utilizzando l'acqua.

La scelta del fluido organico da impiegare, per ottimizzare il rendimento del ciclo termodinamico, è effettuata in funzione della temperatura della sorgente termica a disposizione. I MCR possono essere alimentati da sorgenti termiche di varia natura, quali ad esempio sistemi di combustione diretta, flussi termici allo scarico di altri motori primi o cascami termici derivanti da processi industriali.

Nel caso di utilizzo di un fluido organico come fluido di lavoro, questo, alla fine dell'espansione si trova nel campo dei vapori surriscaldati e deve essere desurriscaldato prima di entrare nel condensatore. In alcuni di questi impianti il vapore surriscaldato del fluido operatore, dopo l'espansione e prima del condensatore, attraversa uno scambiatore recuperatore, che raffredda e desurriscalda il vapore espanso, riscaldando nel contempo il fluido prima dell'ingresso nel vaporizzatore (Fig. 2.2.3.4). L'utilizzo del recuperatore non è strettamente necessario, ma permette un aumento del rendimento elettrico dell'impianto. Nei sistemi di taglia maggiore il recuperatore è sempre presente, mentre per i sistemi MCR nella fascia di potenze elettriche 1÷10 kW l'impiego di questo ulteriore scambiatore di calore non trova luogo, poiché costituisce una eccessiva complicazione, date le esigue potenze in gioco.

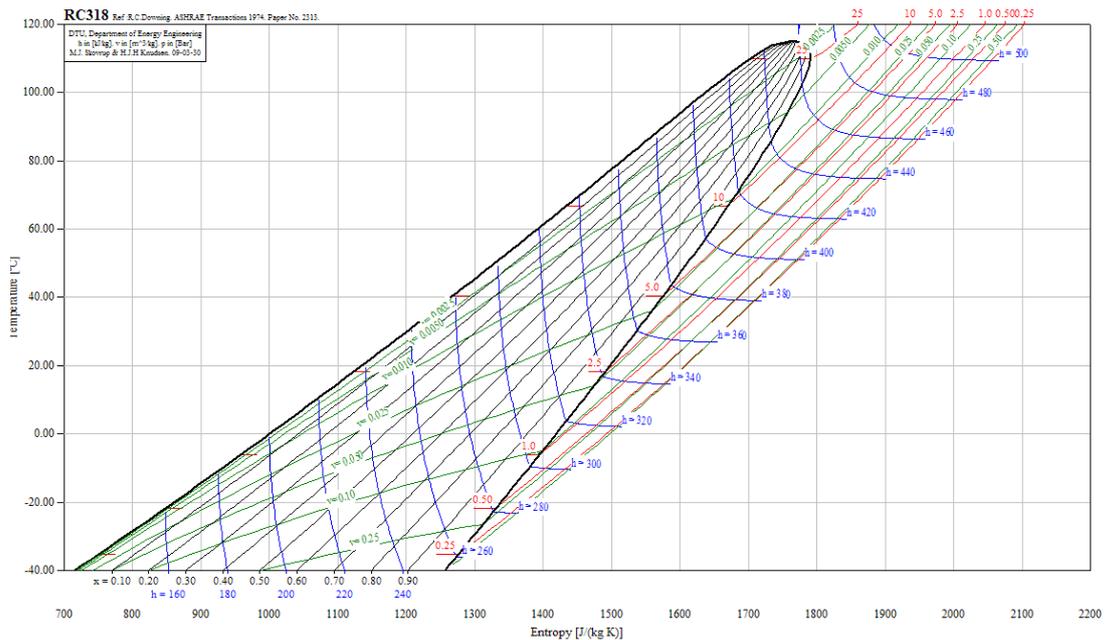


Fig. 2.2.3.3 – Diagramma T-s di un fluido secco

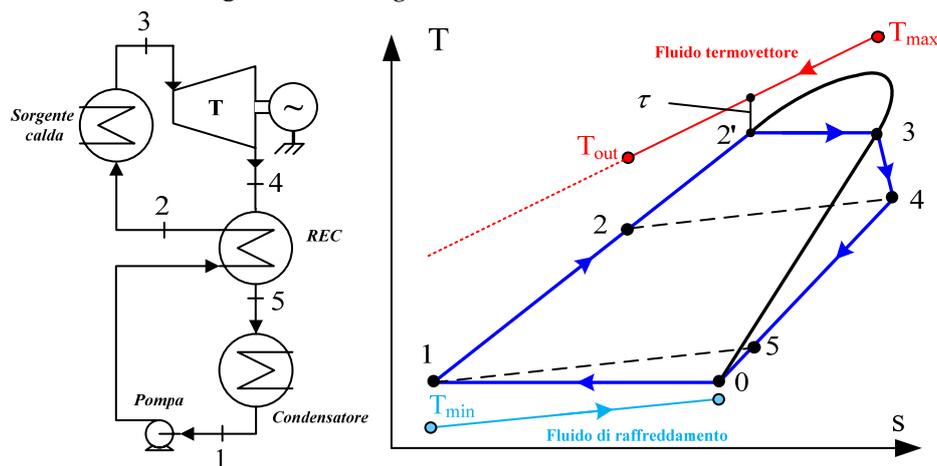


Fig. 2.2.3.4 - MRC con recuperatore: schema e diagramma T-s con fluido "secco"

Nelle applicazioni civili, il gruppo MCR è tipicamente alimentato da un sistema di combustione costituito essenzialmente da un bruciatore di gas naturale o altro combustibile. Tale bruciatore può essere disposto in modo che la fiamma sia direttamente affacciata all'evaporatore in cui si ha la cessione del calore al fluido operatore del MCR (Fig. 2.2.3.5-a).

In alternativa, soprattutto nei sistemi di taglia maggiore, la cessione del calore al ciclo Rankine avviene mediante un fluido termovettore intermedio (Fig. 2.2.3.5-b), tipicamente olio diatermico, che trasporta il calore dalla zona di combustione all'evaporatore.

Le temperature tipiche della sorgente calda possono variare da circa 800÷1000 °C nel caso di sistemi di combustione, a circa 400÷500 °C se si utilizzano flussi termici scaricati da motori alternativi o turbine a gas, fino a valori di circa 200÷400 °C, nel caso in cui si

utilizzino cascami termici a temperatura medio-bassa. Nel caso in cui si impieghi olio diatermico come mezzo di trasferimento del calore al MCR, la temperatura di arrivo dell'olio all'evaporatore non supera in genere i 300÷450 °C.

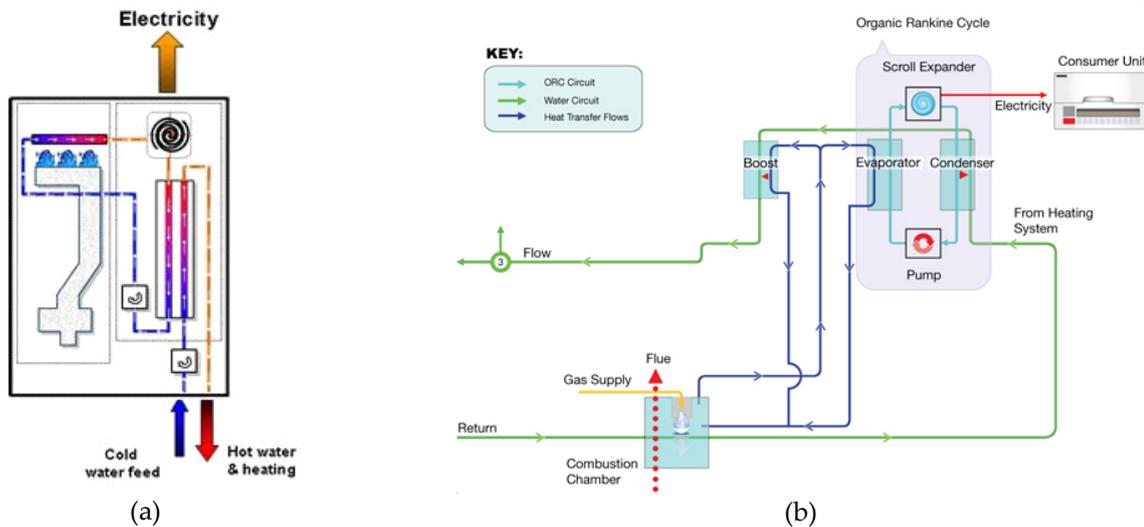


Fig. 2.2.3.5

Poiché la condensazione del fluido operatore del MCR avviene mediante cessione di calore ad un fluido esterno (tipicamente acqua), è possibile trasferire il calore di condensazione verso utenze termiche esterne, realizzando in tal modo un sistema cogenerativo. La temperatura dell'acqua di raffreddamento varia a seconda del fluido impiegato e della pressione di condensazione di progetto; ovviamente, a parità di pressione massima di vaporizzazione, maggiore è la pressione di condensazione, minore è il lavoro compiuto in turbina e dunque minore il rendimento elettrico; in tali sistemi pertanto la produzione di calore ad alta temperatura penalizza il rendimento elettrico del MCR. Con una opportuna scelta del fluido operatore e dei parametri termodinamici del ciclo è possibile realizzare un MCR cogenerativo che fornisca acqua calda per utenze civili a temperature di 40÷60°C, con valori accettabili del rendimento elettriche.

La Tab. 2.2.3.1 fornisce alcuni dati di targa di sistemi di MCR presenti sul mercato.

Tab. 2.2.3.1

Produttore	Modello	Potenza elettrica [kW]	Potenza termica [kW]	Rendimento elettrico [%]	Rendimento termico [%]
Turboden	22 CHP	2207	9601	18.4	79.9
Turboden	22 CHP split	2175	9630	18.1	80.1
Turboden	18 CHP	1784	7834	18.2	80.0
Turboden	18 CHP split	1775	7850	18.1	80.2
Turboden	14 CHP	1281	5313	19.1	79.1
Turboden	14 CHP split	1255	5350	18.6	79.7
Turboden	10 CHP	968	4081	18.8	79.4
Turboden	10 CHP split	950	4100	18.4	79.8

Turboden	7 CHP	702	3038	18.4	79.6
Turboden	7 CHP split	689	3060	18.1	80.2
Turboden	6 CHP	611	2565	18.9	79.2
Turboden	6 CHP split	587	2600	18.1	80.2
Infinity	IT500*	500	3810	11.4	86.8
Turboden	4 CHP	406	1854	18.6	80.6
Turboden	4 CHP split	400	1844	17.4	80.2
Infinity	IT250	250	1758	11.4	80.1
Freepower	FP 120	130	612	17.5	82.5
Ingeco	WHG 125	110	715	10	85.6
Infinity	IT80*	80	-	11.4	-
Infinity	IT50	50	-	-	-
Infinity	IT30*	30	235	11.4	89.1
Infinity	IT10	10	-	-	-
Cogen Microsystems	Small commercial	10	44	18.5	81.4
Energetix*		2.5	33	6.3	79.2
Cogen Microsystems	Domestic	2.5	11	18.5	81.4
Otag	Lion Powerblock	2.0	16	10.4	83.6
Genlec (gruppo Energetix)	Genlec Kingston	1	8	10.0	80.0

* vecchio modello, non più indicato nel catalogo aggiornato del costruttore

I MCR di taglia ridotta per applicazioni civili, benché già disponibili da alcuni costruttori, almeno a livello di prototipo, sono ancora assai poco diffusi nell'impiego reale ed è al momento difficile stimarne sia i costi effettivi di investimento, sia i costi di manutenzione, nonché l'effettiva vita utile. Per quanto riguarda i costi di acquisto dei sistemi di taglia maggiore, la Turboden dichiara costi per il solo turbogeneratore di circa 900÷1600 €/kW installato (il costo specifico cresce con il diminuire della taglia del turbogeneratore; il costo complessivo di un impianto, comprensivo della caldaia, dei collegamenti e delle opere civili, si può stimare in circa 4 volte il costo del solo turbogeneratore).

2.2.4 Motori Stirling

Il motore a ciclo Stirling (Fig. 2.2.4.1) è una macchina motrice volumetrica a combustione esterna; quest'ultima caratteristica consente l'impiego di molteplici sorgenti termiche e tipologie di combustibili, analogamente a quanto avviene nei MCR. Macchine Stirling sono state realizzate ad oggi con potenze elettriche utili variabili in un range da 1 a 50 kW. Dal punto di vista funzionale, il ciclo termodinamico ideale del motore Stirling si svolge tra due isoterme e due isocore, con completa rigenerazione tra le due isocore (Fig. 2.2.4.2).



Fig 2.2.4.1

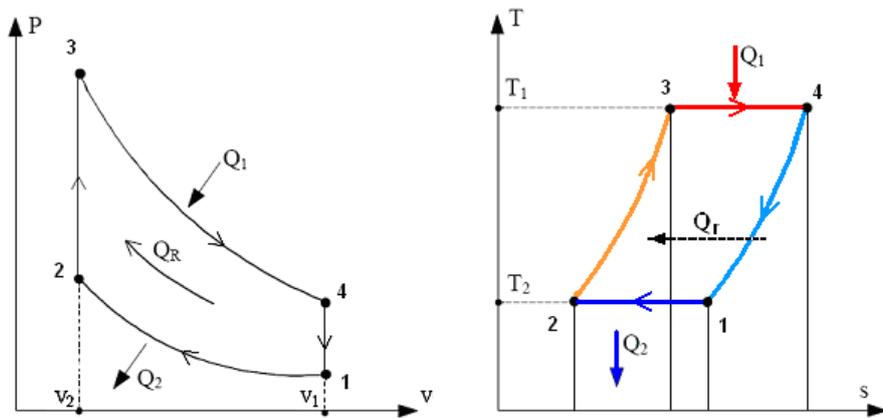


Fig 2.2.4.2 - Cicli termodinamici di riferimento della macchina di Stirling

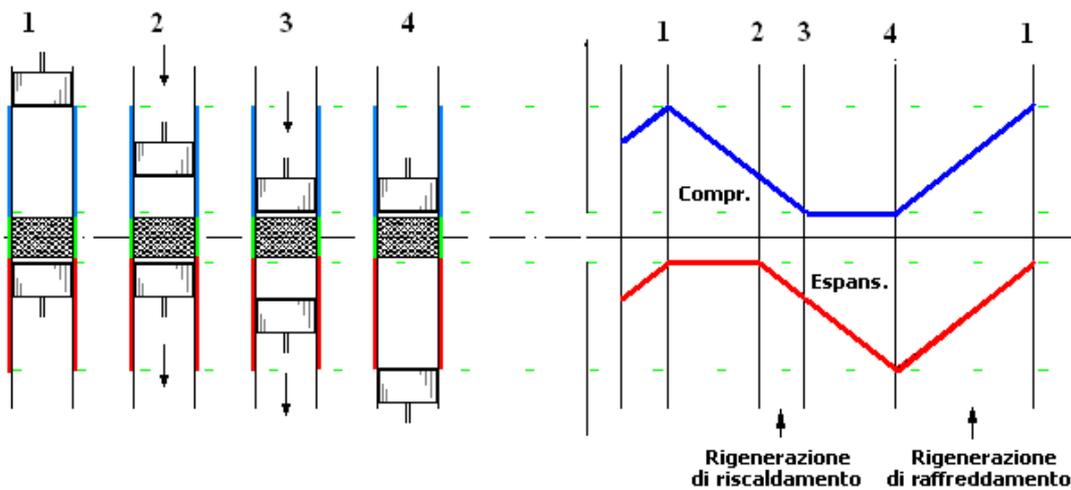


Fig. 2.2.4.3 - Schema di funzionamento ed andamento teorico dei volumi

La Fig. 2.2.4.3 mostra invece le fasi di funzionamento di una macchina di Stirling ideale, che si può immaginare costituita da due pistoni, i quali, muovendosi, generano due volumi (camera di espansione e di compressione) tra i quali è interposto un rigeneratore. I

due volumi interni al motore contengono un fluido operatore (aria, elio o altro) che svolge le trasformazioni suddette.

La macchina dunque funziona tra due sorgenti termiche: una prima sorgente calda, che riscalda il pistone caldo del motore (in basso in Fig. 2.2.4.3) favorendo il processo di espansione; una seconda sorgente fredda, che asporta calore dal pistone freddo (in alto in Fig. 2.2.4.3), rendendo possibile la compressione del fluido nella camera fredda.

Se la trasformazione di espansione avviene a temperatura più alta di quella relativa alla fase di compressione si raccoglie lavoro meccanico utile, che può essere trasformato in lavoro elettrico mediante apposito sistema di conversione.

La macchina Stirling reale può presentare architetture diverse, che si possono classificare in due famiglie principali, in ragione della movimentazione dei componenti mobili: motori Stirling a guida cinematica e motori Stirling a pistoni liberi. Nei motori a guida cinematica i pistoni mobili sono guidati nel loro moto da un apposito meccanismo (si veda un esempio in Fig. 2.2.4.4-a in cui è rappresentato uno Stirling con i pistoni disposti a V e collegati ad un albero a gomito). Nella seconda tipologia di Stirling (un esempio è mostrato in Fig. 2.2.4.4-b) i pistoni si muovono liberamente sull'asse del cilindro generando reciprocamente i volumi destinati alla compressione ed all'espansione. In quest'ultimo caso la conversione in energia elettrica è generalmente affidata ad un generatore elettrico lineare che, ad oggi, ha raggiunto rendimenti del tutto pari a quelli degli analoghi rotativi. Il movimento sincronizzato dei due pistoni è affidato all'azione congiunta di molle meccaniche, a differenze di pressione nelle diverse zone ed all'azione di contrasto del generatore elettrico. Ne consegue che potranno essere guidate solo masse non eccessive e quindi la dimensione di esse va contenuta. Tale configurazione dunque limita la potenza elettrica della macchina a valori attorno ai 10 kW.

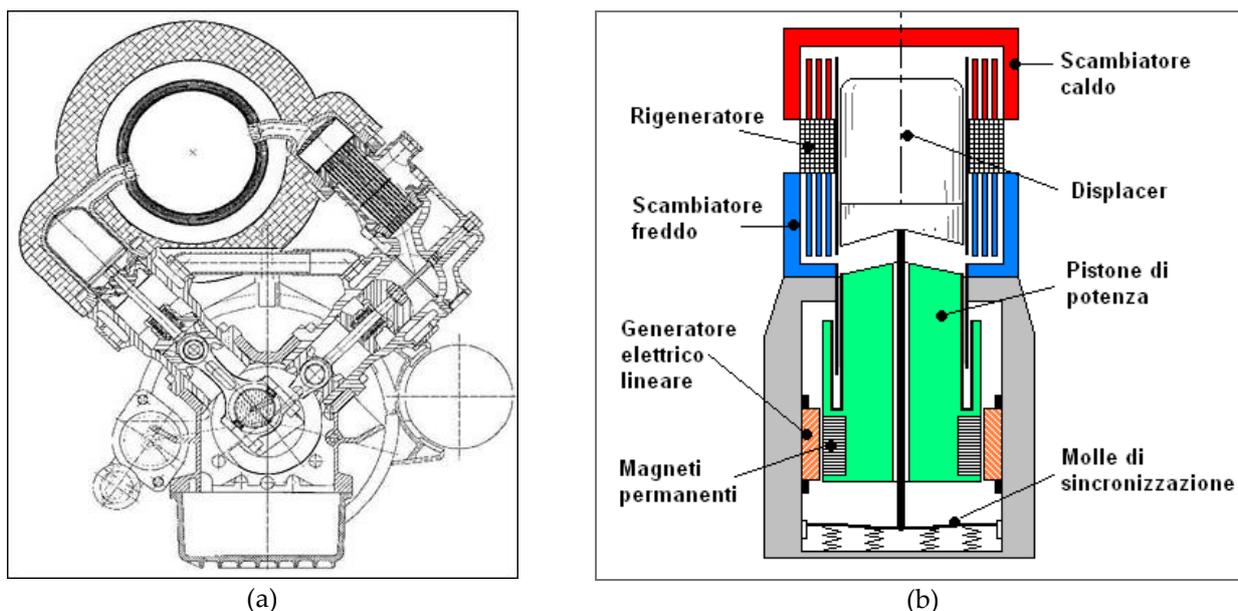


Fig. 2.2.4.4 - Motori Stirling (a) a guida cinematica e (b) a pistoni liberi

Le massime temperature del motore Stirling sono tipicamente dell'ordine di 700÷750 °C (compatibili con i materiali della testa calda del motore), mentre le temperature minime dipendono dalla sorgente fredda che si impiega per il raffreddamento della testa fredda del motore. In particolare, se il raffreddamento è effettuato utilizzando acqua come mezzo raffreddante, si può sfruttare utilmente il calore scaricato inviandolo verso una utenza termica. Il calore recuperato dal raffreddamento della testa fredda del motore Stirling si presta alla cogenerazione a bassa temperatura, perché aumentando la temperatura dell'acqua di raffreddamento della testa fredda aumenterebbe la temperatura di questa e calerebbe di conseguenza il rendimento del ciclo termodinamico. Pertanto, per applicazioni che richiedano calore a più alta temperatura, si utilizza il calore ad alta temperatura recuperabile dai gas caldi utilizzati per il riscaldamento della testa calda. In questo modo si mantiene non molto elevata la temperatura minima al pistone freddo, e quindi dell'acqua in uscita dallo scambiatore (questa ad esempio può riscaldarsi da 40 °C a 50 °C), evitando ripercussioni negative sul rendimento del ciclo termodinamico e, di conseguenza, sul rendimento elettrico e, per ottenere temperature più elevate, ad esempio di 80÷90 °C dell'acqua da inviare alle utenze termiche, si utilizza il calore ad alta temperatura recuperabile dai gas caldi utilizzati per il riscaldamento della testa calda e, eventualmente, un bruciatore ausiliario, alimentato tipicamente a gas naturale, che incrementa la temperatura dell'acqua di cogenerazione, come illustrato nello schema riportato in Fig. 2.2.4.5.

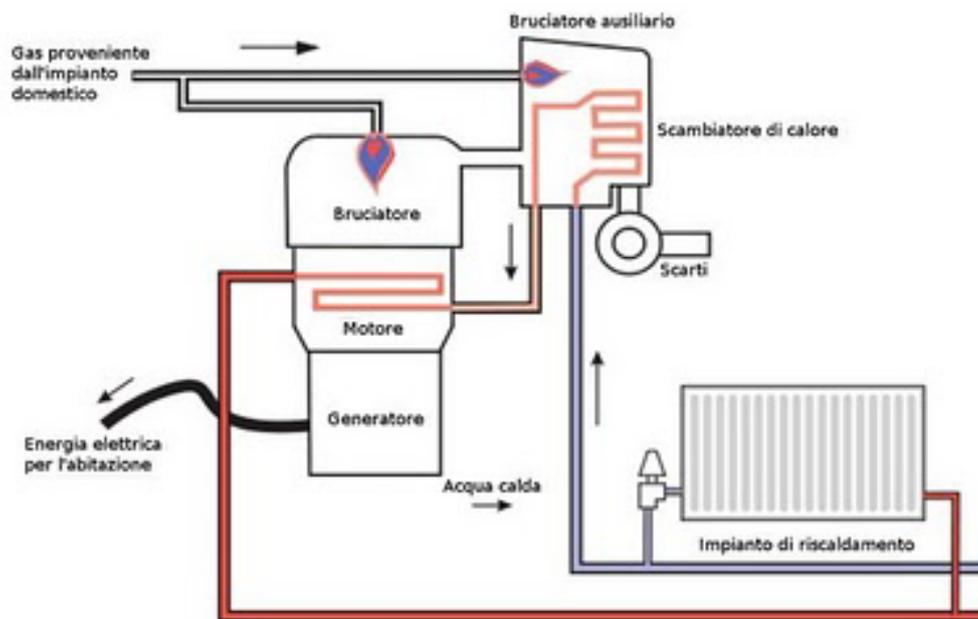


Fig. 2.2.4.5

La Tab. 2.2.4.1 riporta alcuni dati di targa e di prestazioni di alcuni motori Stirling, che si collocano nella fascia di taglia di potenza elettrica tra 1 e 50 kW circa. I modelli presi in considerazione sono tutti pronti per entrare nel mercato, tuttavia non sono ancora

facilmente reperibili voci di costo attendibili. Inoltre è altrettanto difficile reperire dati significativi sull'effettiva affidabilità e sui costi presunti di manutenzione. Nella maggior parte dei casi illustrati i combustibili impiegabili sono il gas naturale o un gas di recupero. In generale però il motore Stirling si apre a tutti i possibili combustibili e fonti di calore. In particolare, sono attualmente in sviluppo alcuni prototipi di impianti cogenerativi ad alimentazione solare.

Tab. 2.2.4.1

Produttore.	P_e [kW]	P_t [kW]	η_e [%]	η_t [%]
Whispergen	1	7	6.3	43.8
Microgen*	1	6	13.5	81.1
Infinia	1	6.4	12.5	80.0
Stirling Systems (ex SOLO)	1.2	5	18.0	75.0
Disenco	3	15	-	-
Sunmachine	3	10.5	20.0	70.0
SOLO*	9	26	24.5	70.8
Stirling Danmark	35	90	28.0	72.0
Stirling Biopower (ex STM Power)**	38	75	27.0	53.3
Stirling Biopower (ex STM Power)***	43	80	28.0	52.0
STM Power*	55	91	30.0	49.6

* modello non più disponibile in commercio

** versione a 50 Hz

*** versione a 60 Hz

2.3 Confronto tra le tecnologie disponibili

Sulla base dei dati di catalogo relativi ai modelli disponibili in commercio delle diverse tecnologie cogenerative individuate, è possibile effettuare un confronto tra le tecnologie, dal punto di vista delle taglie disponibili e dal punto di vista delle prestazioni ottenibili, come mostrato in Fig. 2.3.1. In primo luogo, si può osservare che i motori alternativi a combustione interna (MCI) coprono tutta la fascia di potenza elettrica da 1 kW ad alcuni MW, fascia di interesse per l'applicazione civile, che va dal caso di una singola utenza monofamiliare, fino al caso di grandi utenze residenziali multi-abitative. Le microturbine a gas (MTG) presentano invece taglie di potenza nel campo 30÷200 kW; i micro cicli Rankine (MCR) hanno taglie di potenza per lo più nel range 100÷2000 kW, con poche realizzazioni di taglia più piccola (1÷10 kW) ed infine i motori Stirling sono contraddistinti da taglie nel range 1÷50 kW.

Per quanto riguarda il rendimento elettrico nominale a pieno carico, si osserva un generale trend di crescita al crescere della taglia di potenza elettrica della macchina, indipendentemente dal tipo di sistema considerato. I valori di rendimento elettrico ottenibili con i motori alternativi a combustione interna sono superiori a quelli di ogni altro sistema considerato, specie per taglie di potenza elettrica superiori a 10 kW. In generale i MCR sono contraddistinti da rendimenti elettrici inferiori alle altre tecnologie. Le microturbine a gas ed i motori Stirling presentano rendimenti tra loro non dissimili, con valori intorno al 25÷30 % nella fascia di taglie 10÷50 kW. Per potenze al disotto dei 10 kW,

si assiste ad un crollo dei valori di rendimento dei vari sistemi, che passano rapidamente da circa 25÷30 % a circa 10÷15 % (con valori che scendono anche al di sotto del 10 % nel caso dei MCR).

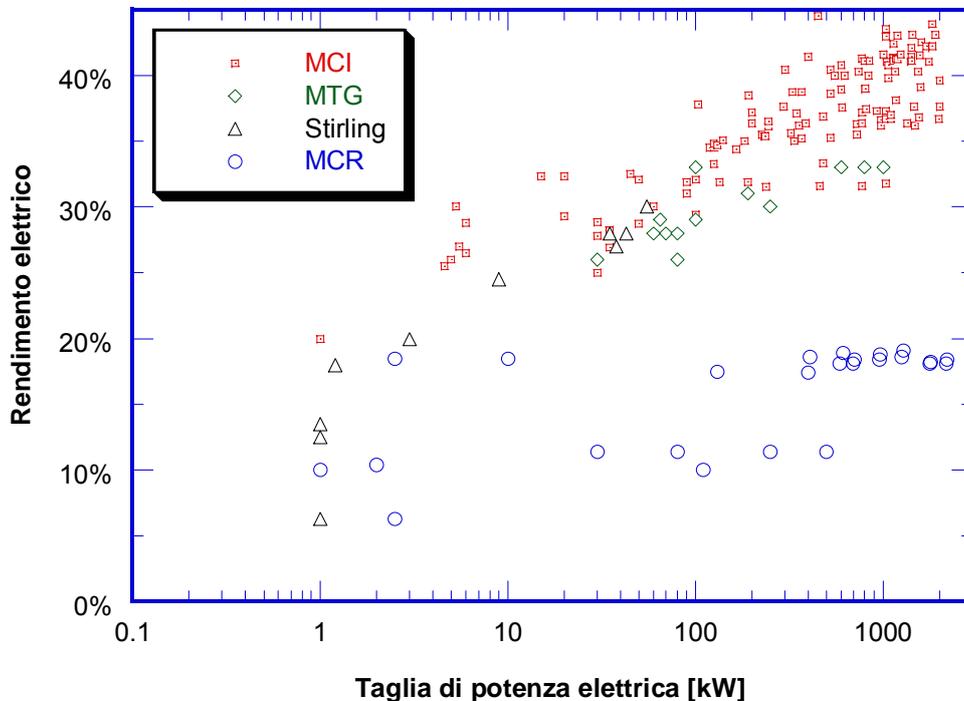


Fig. 2.3.1 - Rendimenti elettrici delle tecnologie considerate

Un ulteriore confronto tra le tecnologie cogenerative considerate è mostrato in Fig. 2.3.2, che riporta i valori del rendimento termico delle diverse macchine in commercio. Si osserva che i MCR (che presentano i minori rendimenti elettrici) sono contraddistinti da valori molto elevati di rendimento termico, prossimi, o anche superiori, all'80 % e abbastanza costanti con la potenza nominale del sistema. Per contro i motori alternativi a combustione interna presentano un andamento decrescente del rendimento termico con la taglia, con valori che vanno da circa 60÷70 % per motori da pochi kW a circa 40÷50 % per le taglie maggiori. Le MTG presentano rendimenti termici del 40÷60 %, mentre i motori Stirling possono raggiungere valori fino al 70÷80 %.

Volendo esaminare le prestazioni cogenerative dei diversi sistemi, si possono rappresentare le prestazioni dei singoli cogeneratori sul piano rendimento termico-rendimento elettrico. La Fig. 2.3.3 mostra tale mappa, sulla quale è anche individuata la retta a coefficiente di utilizzo del combustibile (somma del rendimento elettrico e termico) uguale a 75%, valore limite indicato dalla direttiva 2008-04-CE per il riconoscimento di tutta l'energia elettrica prodotta come energia elettrica da cogenerazione. In figura vengono riportate anche alcune linee a valore costante del rapporto C tra rendimento elettrico e termico. Dall'esame della figura si osserva che tra tutti i sistemi considerati, i motori a combustione interna si collocano verso valori maggiori del rapporto C ; in particolare, maggiore è la taglia, maggiore risulta essere il valore di C . Al contrario i micro

cicli Rankine ed i motori Stirling sono molto più sbilanciati verso la produzione termica, e sono dunque caratterizzati da valori minori del rapporto C.

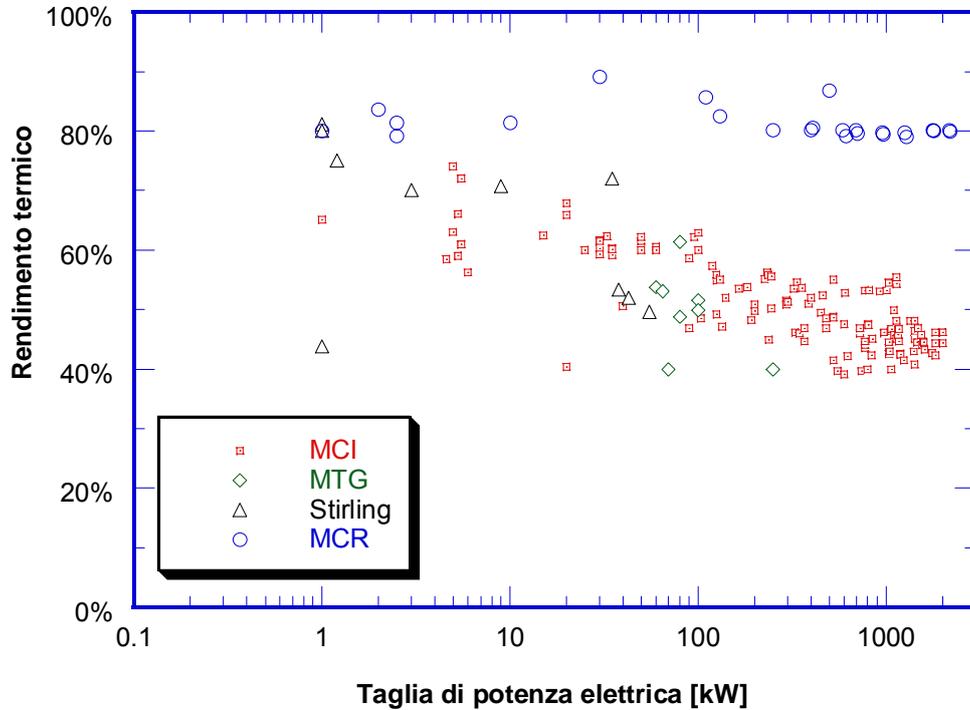


Fig. 2.3.2 - Rendimenti termici delle tecnologie considerate

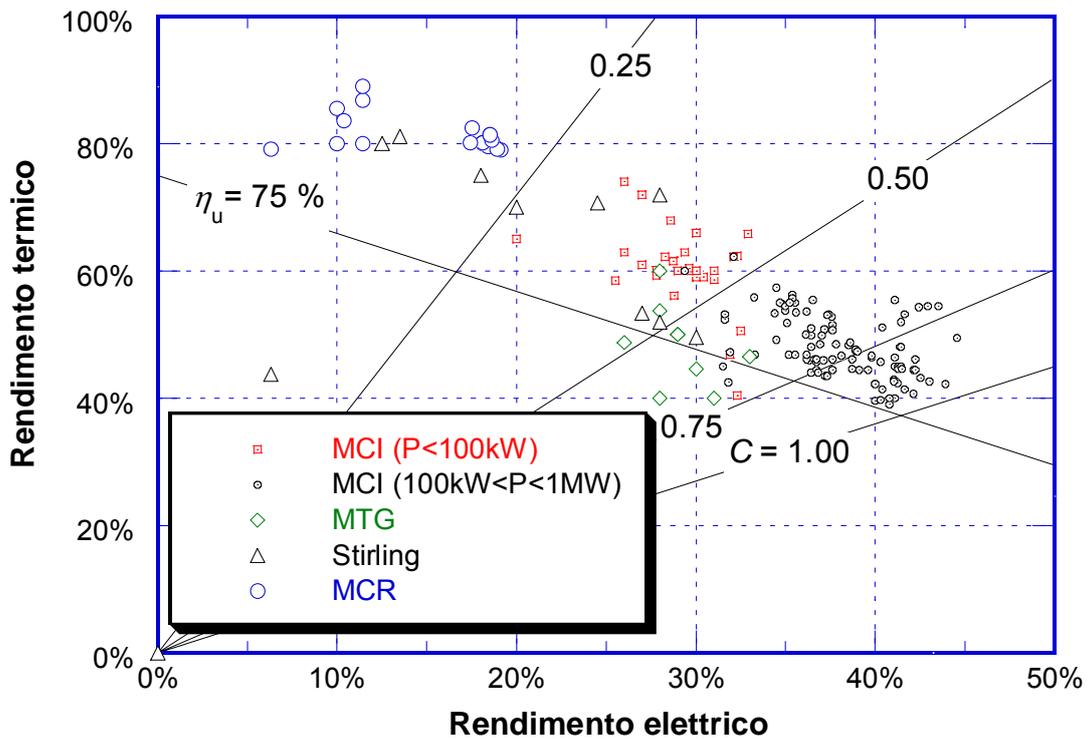


Fig. 2.3.3 – Punti rappresentativi dei diversi cogeneratori in commercio nelle condizioni di potenza elettrica di targa e massimo recupero termico, nella mappa rendimento termico-rendimento elettrico.

2.4 Le tecnologie non ancora disponibili

Si ritiene interessante citare brevemente nel presente rapporto anche le tecnologie ancora non disponibili, ma in via di sviluppo, tecnologie che potrebbero nel breve periodo consentire di soddisfare le richieste di energia termica ed elettrica di utenze del settore civile. In particolare si considerano i sistemi cogenerativi a microturbina con ciclo di Brayton inverso (IBC) ed i micro-cogeneratori termo-fotovoltaici (TPV).

2.4.1 Microturbine a gas a ciclo di Brayton inverso (IBC - Inverted Brayton Cycle)

La microturbina a gas con ciclo di Brayton inverso (anche indicato con IBC - Inverted Brayton Cycle) è un sistema energetico che nasce dall'integrazione di una microturbina convenzionale a ciclo recuperato con un gruppo che realizza un ciclo termodinamico di Brayton inverso. La Fig. 2.4.1.1 mostra il layout del sistema, in cui sono evidenziate le due sezioni di impianto; i gas uscenti dalla prima sezione costituita dalla microturbina a gas vengono ulteriormente espansi al di sotto della pressione atmosferica in una seconda turbina (T2), quindi, dopo il passaggio nello scambiatore di recupero della MTG, vengono raffreddati e poi ricompresi fino alla pressione ambiente, per poter essere scaricati in atmosfera.

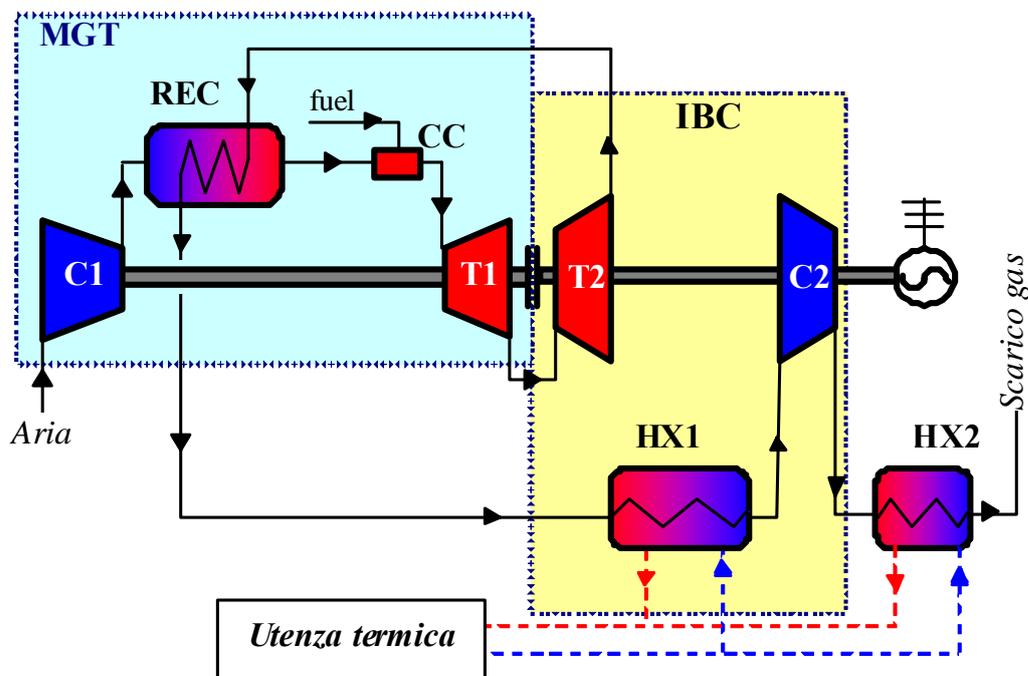


Fig. 2.4.1.1 - Layout del sistema MTG + IBC

Tale sistema si presta all'impiego cogenerativo, in particolare alla cogenerazione in ambito civile, poiché per funzionare correttamente richiede la cessione di calore ad una sorgente fredda e dunque può fornire calore ad un'utenza a temperature medio-basse. Infatti, come evidenziato in Fig. 2.4.1.1, l'IBC è caratterizzato da uno scambiatore (HX1 in Fig. 2.4.1.1) che raffredda i gas operanti il ciclo, prima del loro ingresso nel compressore dell'IBC; tale scambio termico rende dunque disponibile calore, che può essere indirizzato verso una utenza termica. Un secondo scambiatore (HX2) può essere ulteriormente impiegato per recuperare calore ancora disponibile nei gas, prima del loro scarico in atmosfera. I principali parametri di progetto del sistema MTG+IBC sono fondamentalmente costituiti dalla pressione subatmosferica (indicata come p_{low}) che si raggiunge a valle della turbina T2 dell'IBC, dalla temperatura di raffreddamento dei gas dopo lo scambiatore HX1, dalla temperatura di ingresso turbina (TIT) della MTG, dal rapporto di compressione (β) della MTG e dai rendimenti politropici di turbina e compressore.

La Fig. 2.4.1.2 riporta le prestazioni ottenibili con il sistema IBC in termini di rendimento elettrico e rendimento termico al variare di alcuni parametri di progetto. Si osserva che, a parità di parametri di progetto della MTG, con l'implementazione dell'IBC è possibile incrementare il rendimento elettrico massimo della MTG semplice di 2-3 punti percentuali ed il rendimento termico può analogamente aumentare di diversi punti percentuali, con conseguente miglioramento delle prestazioni cogenerative, in termini di coefficiente di utilizzo del combustibile. La Tab. 2.4.1.1 riporta i valori numerici delle prestazioni calcolate nei punti di massimo rendimento elettrico. Tali valori sono stati calcolati supponendo di raffreddare i gas all'uscita degli scambiatori cogenerativi fino a temperature di 30 °C.

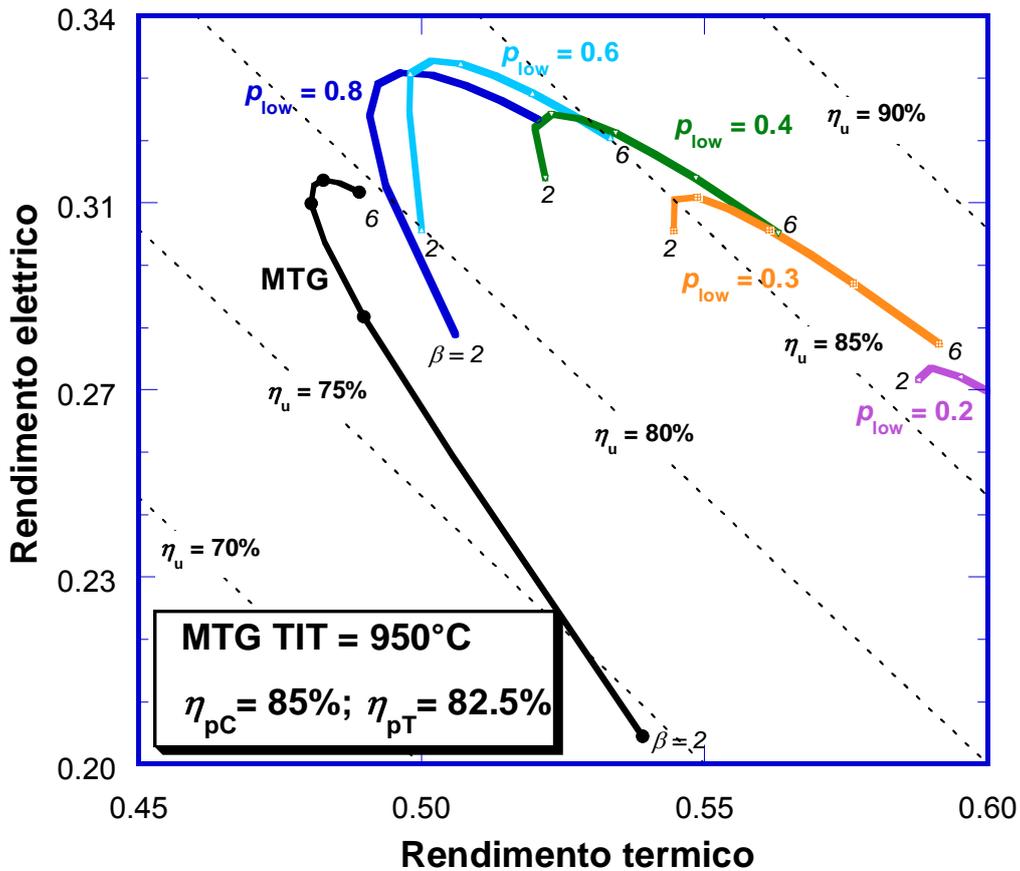


Fig. 2.4.1.2 - Prestazioni energetiche dei sistemi di tipo MTG+IBC

Tab. 2.4.1.1

Ciclo	p_{low} [bar]	Punti di massimo rendimento elettrico				
		β	η_e	η_t	Lavoro elettrico [kJ/kg]	η_u
MTG	1.12	5.0	0.309	0.483	142	0.792
	0.80	4.0	0.329	0.496	160	0.825
MTG + IBC	0.60	3.5	0.332	0.502	171	0.834
	0.40	3.0	0.322	0.523	182	0.845
	0.20	2.5	0.274	0.590	179	0.864

2.4.2 Sistemi termofotovoltaici TPV

I sistemi di termofotovoltaici (TPV) sono sistemi che permettono di generare energia elettrica mediante celle fotovoltaiche sensibili alla radiazione infrarossa irraggiata da un corpo portato a temperatura di emissione mediante un bruciatore (Fig. 2.4.2.1).

I componenti principali di un sistema TPV sono: (i) sorgente di calore, (ii) emettitore, (iii) filtro ottico per il controllo dello spettro delle radiazioni emesse, (iv) celle fotovoltaiche.

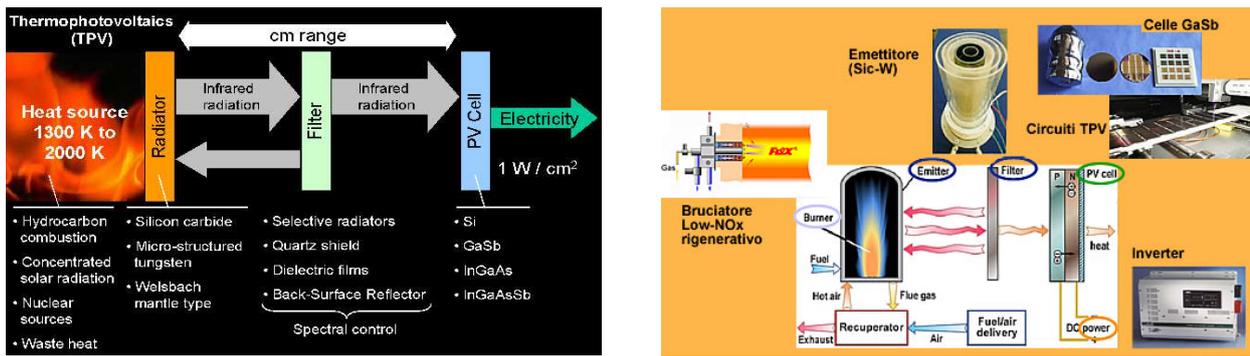


Fig. 2.4.2.1 - Schema concettuale di sistema TPV

Un sistema microgenerativo TPV è concettualmente rappresentato in Fig. 2.4.2.2. Questo può essere ottenuto a partire da caldaie con bruciatore radiante a superficie (diffuse come caldaie domestiche), opportunamente studiate, progettate e realizzate per potervi installare celle fotovoltaiche affacciate al bruciatore/emettitore a combustione esterna o interna tramite l'eventuale interposizione di un filtro ottico, che ha le funzioni di protezione delle celle dai gas di combustione e di controllo dello spettro delle radiazioni emesse. Nel sistema, esercito con una logica di tipo termico-segue, tutto il calore non convertito in energia elettrica mediante le celle fotovoltaiche (come il calore asportato dal sistema di raffreddamento delle celle fotovoltaiche) risulta utilmente recuperato, così che tutto il combustibile fornito in più rispetto alla caldaia tradizionale per la produzione di energia elettrica può essere considerato integralmente convertito in energia elettrica.

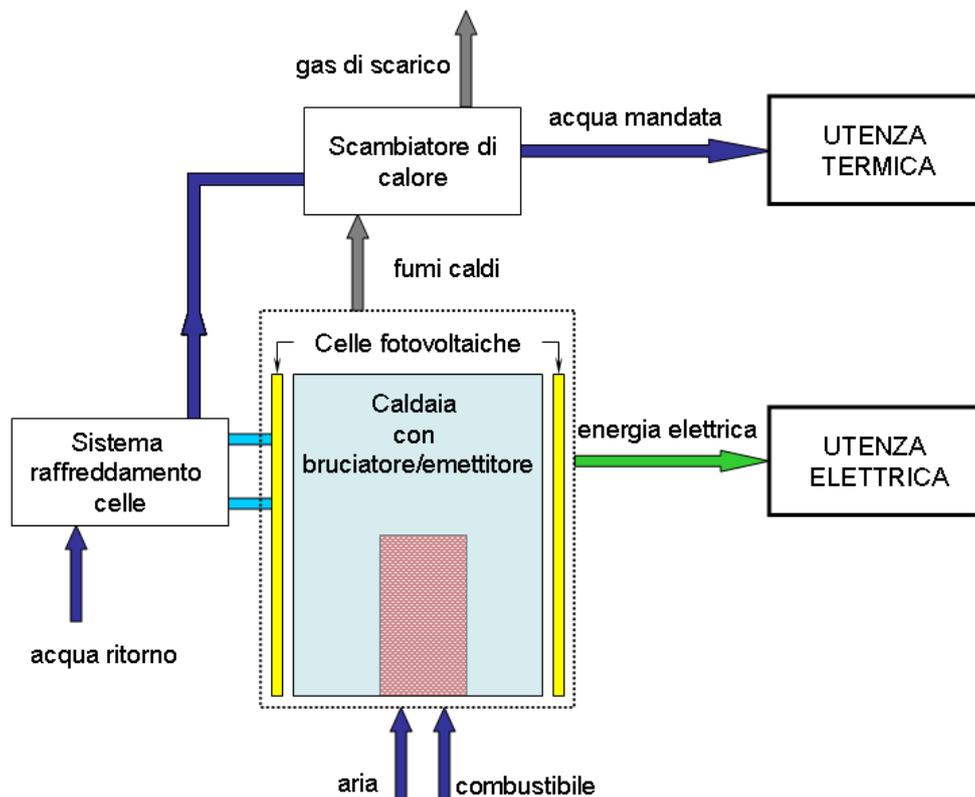


Fig. 2.4.2.2 – Schema di sistema TPV per microgenerazione

In questo modo, anche se i rendimenti elettrici dei sistemi cogenerativi TPV risultano bassi (da circa 2 % a circa 5 % nella maggior parte dei prototipi disponibili, e, comunque, inferiori al 10 %), i coefficienti di utilizzo del combustibile sono generalmente superiori al 90 % e possono sfiorare il 100 % nei sistemi che utilizzano dispositivi che permettano anche il recupero del calore di condensazione.

I sistemi termofotovoltaici al momento sono prevalentemente ancora in fase di sviluppo o prototipale, anche se non manca un esempio di sistema TPV commercializzabile. La ricerca e sviluppo nel campo è comunque molto attiva, in special modo per quanto riguarda i sistemi cogenerativi. Alcuni prototipi allo studio con le relative prestazioni e costi sono indicati in Tab. 2.4.2.1.

Tab. 2.4.2.1

Modello	P_e	P_t	η_e	η_u	Costo	
Midnight Sun	100 W	7.3 kW	1.37 %	n.d	n.d	n.d.
JX Crystal ¹	1.5 kW	12.2 kW	12.3 %	n.d	5250 €	3500 €/kW
JX Crystal ²	550 W	5.6 kW	9.6 %	75 %	800 €	1800 €/kW
Paul Scherrer Inst. ²	200 W	20 kW	1.00 %	n.d	590 €	2950 €/kW

¹Costo riferito al sistema complessivo caldaia + sistema TPV (senza inverter)

²Costo riferito al solo sistema TPV (senza inverter)

3 Problematiche di integrazione dei sistemi microcogenerativi con le reti interne di distribuzione dell'energia

3.1 Problematiche di connessione ed integrazione con la rete elettrica

I sistemi di microgenerazione utilizzati nel settore civile sono usualmente connessi, in virtù della loro taglia¹, alle reti di distribuzione in bassa tensione. La crescente penetrazione dei sistemi di generazione nel settore civile residenziale giustifica, dal punto di vista sia tecnico sia economico, l'adozione di opportuni dispositivi di coordinamento automatico delle risorse (intendendo con il termine "risorse" non solo i sistemi di generazione ma anche quelli di accumulo ed i carichi stessi) in grado di implementare specifiche funzioni orientate alla massimizzazione della qualità del servizio ed alla minimizzazione dei costi di produzione dell'energia. Tali sistemi automatici possono anche implementare specifiche funzioni di gestione delle risorse per l'esercizio della rete in condizioni di isola (ossia disconnessa dalla rete esterna). Nel caso particolare di funzionamento della rete in isola di carico, l'equilibrio tra produzione e carico elettrico, il livello delle tensioni nei vari nodi, i flussi di potenza e la frequenza di rete (in caso di distribuzione in corrente alternata), devono essere controllate dalle risorse di generazione, di accumulo e compensazione disponibili nella microrete stessa.

Una rete elettrica di bassa tensione dotata di sistemi distribuiti di generazione/accumulo e di relativi sistemi di controllo automatico per il suo esercizio, viene definita generalmente con il termine *microrete*.

Nel seguito vengono illustrate le due principali configurazioni delle microreti ossia: i) microreti connesse alla rete pubblica esterna e ii) microreti funzionanti in isola di carico. Vengono inoltre illustrate le diverse soluzioni di interfacciamento delle risorse distribuite con la microrete e di questa con la rete esterna². Per quanto riguarda i dispositivi di interfacciamento, notevole importanza è assunta dai sistemi di conversione elettronica di potenza riguardo alla possibilità di implementare specifici algoritmi di controllo in funzione dello stato di connessione della microrete (ossia in condizioni di connessione alla rete pubblica e nelle condizioni di isola di carico). Infatti, al fine di massimizzare i rendimenti energetici di conversione, diversi sistemi commerciali di generazione producono energia elettrica o in corrente continua a tensione variabile (ad esempio: pannelli fotovoltaici, generatori termofotovoltaici, celle a combustibile, sistemi di accumulo elettrochimico, etc.) o a frequenza diversa da quella della rete pubblica (ad esempio: microturbine a gas, microturbine idrauliche). È pertanto necessario l'impiego di opportuni sistemi di conversione per l'interfacciamento della specifica risorsa alla rete, la

¹ La potenza nominale elettrica di sistemi di generazione connessi alle reti elettriche di distribuzione in bassa tensione varia tipicamente da qualche kW a qualche decina di kW con un limite superiore di 100 kW.

² L'interfacciamento della microrete con la rete esterna deve garantire la protezione di questa nel caso di guasti sulla rete esterna stessa, ossia deve garantire la possibilità di disalimentare completamente la rete esterna nel caso di cortocircuiti. Questa esigenza non preclude la possibilità per la microrete di poter continuare a funzionare disconnessa dalla rete pubblica in condizioni di isola di carico.

quale richiede, generalmente, un'alimentazione a 240/400 V e 50 Hz (anche se sono in corso studi per impianti residenziali in corrente continua). Pertanto, al fine di ottimizzare il funzionamento della microrete, è utile implementare in tali sistemi di interfacciamento strategie di controllo evolute in modo da controllare le caratteristiche ed i flussi di energia elettrica nella microrete tenendo conto dei vincoli dei singoli sistemi di produzione.

Il par. 3.1.1 descrive le caratteristiche e le tipologie delle reti di distribuzione in bassa tensione. Le reti di distribuzione pubblica in bassa tensione hanno tipicamente una struttura radiale con flusso di potenza proveniente dalla connessione con la rete a tensione superiore (media tensione) per mezzo dal trasformatore media/bassa tensione. Esigenze di affidabilità portano talvolta a scegliere configurazioni più complesse (ad anello e magliate). Nel par. 3.1.1 vengono pertanto illustrate le caratteristiche delle microreti alimentate da vari impianti di generazione di piccola taglia assieme alle configurazioni tipiche delle microreti stesse.

Il par. 3.1.2 illustra le possibili connessioni delle diverse sorgenti. Vengono descritte le connessioni mediante convertitori elettronici di potenza e, in virtù del prevalente utilizzo di convertitori basati su inverter, vengono descritte le caratteristiche e le proprietà degli inverter a tensione impressa, a corrente impressa e gli inverter cosiddetti z.

Il par. 3.1.3 si occupa delle protezioni. In particolare, facendo anche riferimento alla normativa tecnica specifica, il paragrafo illustra le caratteristiche che differenziano il sistema delle protezioni di un impianto elettrico di bassa tensione tradizionale da quello di microreti dotate di generazione distribuita.

Il par. 3.1.4 è dedicato alla descrizione tecnica delle tipologie tipiche di sistemi di micro generazione. Si richiamano i concetti esposti nei paragrafi precedenti facendo riferimento al caso in cui il sistema di generazione sia costituito da una microturbina a gas, da un pannello fotovoltaico e da un mini generatore eolico. L'ultima parte del paragrafo si occupa dei sistemi di accumulo disponibili sul mercato o in via di sviluppo.

3.1.1. Tipologie di connessioni alla rete e schemi di reti in BT

Quando si parla di reti di distribuzione in BT, si fa riferimento alle reti in corrente alternata alimentate a una tensione inferiore a 1 kV. Quando si parla di rete a tensione superiore si fa invece riferimento alle reti di distribuzione in MT (in Italia con valore efficace della tensione concatenata di valore nominale pari a 15 kV o 20 kV). Le cabine di trasformazione MT/BT hanno il compito di portare i livelli di tensione dalla MT alla BT e di alimentare le reti di BT (in Italia a 400 e 230 V). Le reti di distribuzione in BT costituiscono la terminazione estrema del sistema elettrico ed hanno il compito di alimentare piccole utenze, come abitazioni, uffici, attività commerciali, ecc., che richiedono una potenza solitamente inferiore ai 200 kW [1].

Configurazioni delle reti in BT

Gli obiettivi che una rete di distribuzione si possono riassumere in:

- economia e semplicità di costruzione;

- possibilità di ampliamenti della rete in conseguenza degli aumenti di carico e della comparsa di nuove utenze;
- buona affidabilità;
- mantenimento della qualità del servizio.

La scelta della struttura più opportuna della rete di distribuzione è ottenuta dalla soluzione di un problema di ottimizzazione tecnico-economica.

Le configurazioni delle reti in BT sono quella:

- radiale;
- ad anello Fig. 3.1.1.1, limitata ad applicazioni che richiedono una qualità elevata della tensione (es. piccole cadute di tensione) e che hanno bisogno di maggior sicurezza nell'alimentazione ed è usualmente esercita con l'anello aperto;

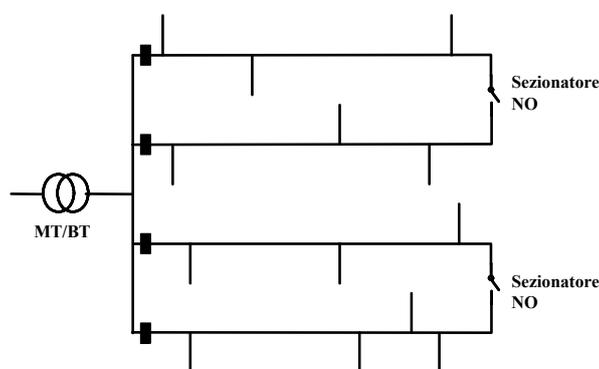


Fig. 3.1.1.1 - Schema di rete BT ad anello aperto

- con struttura magliata, Fig. 3.1.1.2, utilizzata per le reti di distribuzione in BT nei centri urbani, dove la densità di carico raggiunge valori elevati, dell'ordine di 3 - 6 MVA/km² o maggiore³;

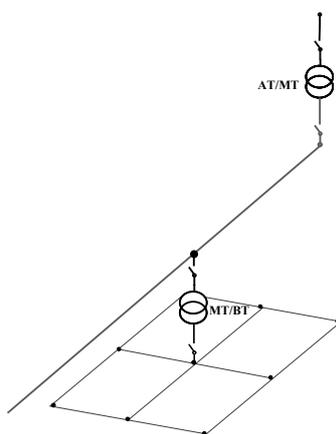


Fig. 3.1.1.2 - Rete a maglia

³ I vantaggi della struttura magliata sono: (i) il punto in cui è posizionato il carico è poco influente sulle cadute di tensione; (ii) la possibilità di poter far fronte a forti incrementi di carico senza dover far grandi interventi di ristrutturazione nella rete di distribuzione; (iii) possibilità di contenere i valori di corrente di cortocircuito; (iv) maggiore uniformità dell'utilizzazione e delle sollecitazioni dei componenti che costituiscono la rete; (v) minori perdite nella rete per via della miglior distribuzione dei flussi di potenza.

- schema con alimentazione in banking, in cui si ha l'alimentazione della rete di distribuzione mediante più trasformatori in parallelo mediante tre tipologie: in linea, in anello e maglia (Fig. 3.1.1.3).

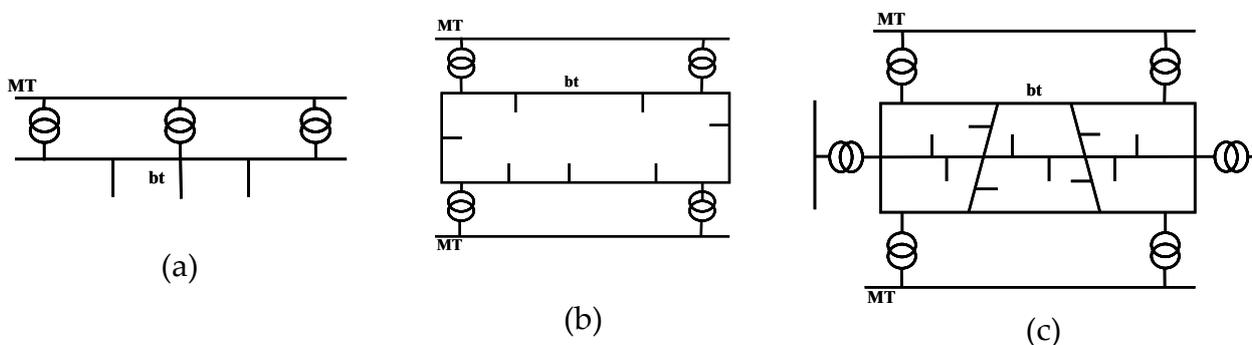


Fig. 3.1.1.3 - Schemi alimentazione banking: a) in linea, b) in anello e c) maglia

Stato del Neutro

I principali fenomeni elettrici, nel funzionamento normale e anormale della rete, dipendono fortemente dallo stato del neutro, in particolare i valori delle correnti di cortocircuito e delle sovratensioni che si possono manifestare nel sistema. Dallo stato del neutro dipendono quindi sia l'affidabilità sia le caratteristiche dei sistemi di protezione utilizzati.

La rete ha il neutro direttamente a terra se il centro stella del trasformatore è collegato a un dispersore di terra con bassa resistenza elettrica tramite un collegamento metallico di impedenza trascurabile. Si ha invece una rete con il neutro isolato se non esistono collegamenti intenzionali tra il centro stella del trasformatore ed il terreno. Soluzioni intermedie sono date dal collegamento del centro stella del trasformatore al dispersore di terra tramite un'impedenza (realizzata con una resistenza, una reattanza induttiva o il parallelo tra una resistenza e una reattanza induttiva).

Nelle reti di bassa tensione il neutro è usualmente esercito a terra. In casi particolari il neutro è mantenuto isolato.

Nel caso di collegamento diretto del neutro a terra, durante un guasto monofase a terra si hanno delle elevate correnti di cortocircuito perché il percorso che la corrente attraversa presenta valori di impedenza molto bassi (Fig. 3.1.1.4). Ciò comporta che possano raggiungersi valori di corrente dello stesso ordine di grandezza del cortocircuito trifase. Questi valori di corrente di cortocircuito possono compromettere i componenti anche per il breve tempo di intervento delle protezioni, disturbare i circuiti di telecomunicazione, causare cadute di tensione e disturbi. Il collegamento franco a terra del neutro consente in genere di utilizzare, per la protezione della rete, relè di massima corrente o differenziali e di contenere le sovratensioni sulle fasi sane.

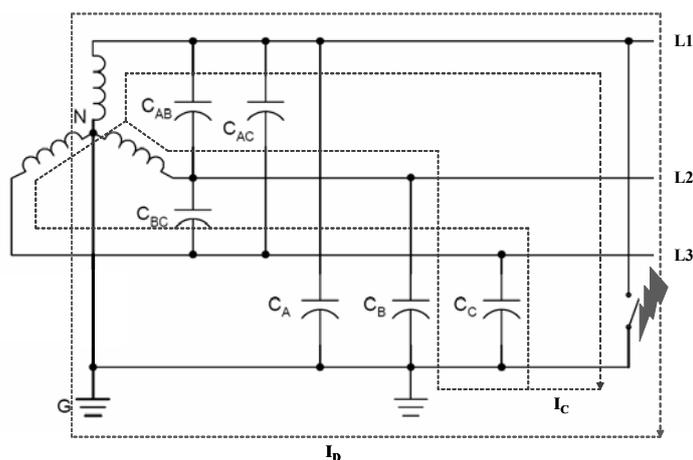


Fig. 3.1.1.4 - Guasto monofase a terra con neutro direttamente a terra

Nelle reti gestite con neutro isolato (Fig. 3.1.1.5), le correnti di guasto a terra sono di piccola entità e dipendono sostanzialmente dalla lunghezza delle linee, perché la corrente di guasto a terra si può richiudere soltanto attraverso l'ammettenza omopolare costituita essenzialmente dalle capacità verso terra dei conduttori non affetti da guasto. Nel guasto monofase a terra tutte le linee contribuiscono, in ragione della propria capacità omopolare, al guasto, è pertanto necessario ricorrere a protezioni specifiche per l'individuazione del punto di guasto monofase. Inoltre le sovratensioni possono raggiungere valori elevati.

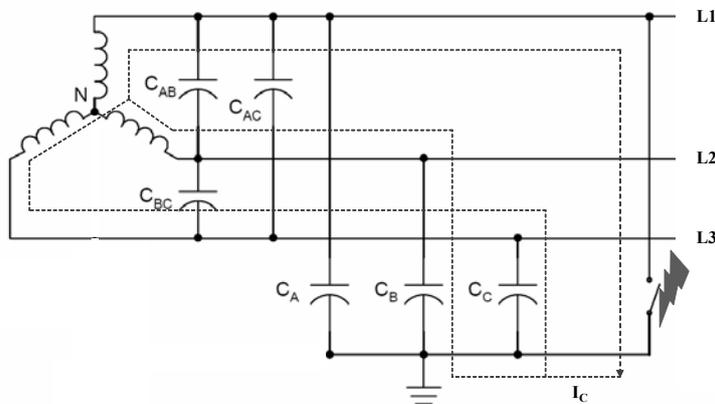


Fig. 3.1.1.5 - Guasto monofase a terra con neutro isolato

3.1.2 Interfacciamento alla rete di impianti di microgenerazione

Con riferimento all'interfacciamento con la rete, le sorgenti possono essere suddivise in due tipologie:

- i) sistemi connessi alla rete senza l'interposizione di sistemi elettronici di conversione;
- ii) sistemi connessi alla rete con sistemi elettronici di conversione.

Per le reti di bassa tensione che qui interessano, i sistemi della prima tipologia sono tipicamente costituiti da generatori a induzione mossi da motori primi di vario tipo con

velocità di rotazione molto prossima alla velocità meccanica di sincronismo corrispondente alla frequenza di rete (essendo lo scorrimento limitato a pochi percento). Sono anche utilizzati (ad es. nei gruppi elettrogeni) gli alternatori costituiti da macchine sincrone dal costo notevolmente superiore per le taglie che qui interessano (inferiori alle centinaia di kW) anche se con indubbi vantaggi nel caso di funzionamento in isola.

La seconda tipologia comprende tutte gli impianti di generazione fotovoltaica, con celle a combustibile e con sistemi di accumulo elettrochimico, anche se la rete è in corrente continua, vista la necessità di adeguare il livello di tensione ai morsetti della sorgente alle condizioni di funzionamento della sorgente stessa, diverse, in genere, da quelle dal carico elettrico.

La seconda tipologia comprende ovviamente anche tutte le sorgenti che producono tensioni con caratteristiche diverse da quelle della rete, con particolare riferimento alle sorgenti a frequenza variabile o elevata (come microturbine a gas e turbine eoliche di piccola taglia).

3.1.2.1 Sistemi rotanti

Molte fonti primarie di energia passano attraverso l'energia meccanica da convertire poi in energia elettrica. Le caratteristiche di molti motori primi (turbine, motori alternativi) consentono la connessione diretta a macchine rotanti in corrente alternata direttamente connesse alla rete a 50 Hz. In alcuni casi ciò è possibile e conveniente attraverso dei moltiplicatori (generatori eolici) o riduttori (turbine a gas) della velocità; in altri casi è opportuno procurare un disaccoppiamento tra la macchina rotante e la rete mediante un sistema di conversione AC/DC/AC. Ai fini del comportamento nei confronti della rete, tuttavia, sono da considerarsi sistemi rotanti solo quelli in cui l'ultimo stadio della conversione è una macchina rotante direttamente connessa alla rete, costituita da un generatore sincrono o asincrono.

Generatori sincroni

I generatori sincroni sono impiegati prevalentemente nei sistemi di generazione costituiti da motori alternativi o turbine a gas o a vapore. In molti casi, tali sistemi di generazione sono associati a processi di cogenerazione di energia elettrica e termica. Da un punto di vista puramente elettrico tali generatori sono idonei al funzionamento in isola, in parallelo ad altre sorgenti o in parallelo alla rete prevalente. Considerando invece il problema del mantenimento dell'equilibrio tra generazione e carico, i vincoli imposti dal processo associato possono impedire, di fatto, il funzionamento in isola. Al fine di mantenere l'equilibrio, infatti, è necessario che la potenza erogata dal generatore sia prontamente adeguata al carico presente, per evitare variazioni inaccettabili della frequenza della rete rimasta isolata. Tutti i sistemi di generazione che impiegano motori alternativi o turbine includono un sistema di regolazione della velocità che consente il mantenimento dell'equilibrio. Tale sistema è comunque essenziale nelle fasi di avviamento per raggiungere e mantenere le condizioni di parallelo con la rete. Tuttavia la sua azione comporta una variazione dell'energia primaria immessa e di conseguenza, in caso

d'impianti di cogenerazione, anche dell'energia ceduta sotto forma di calore alle utenze termiche. La possibilità quindi di funzionamento in isola di impianti di cogenerazione dipende dalla possibilità di adeguare la richiesta termica o dalla disponibilità di sistemi d'integrazione, quali caldaie, accumulo termico e/o dissipazione dell'energia termica prodotta in eccesso alla richiesta.

Il sistema di regolazione della velocità normalmente installato sui gruppi elettrogeni prevede la possibilità di funzionamento sia con statismo sia isocrono. Nel caso di funzionamento in isola può essere opportuno impostare un controllo a velocità costante (isocrono). In tutte le altre condizioni il sistema di controllo deve essere predisposto in configurazione con statismo.

Generatori asincroni

Le macchine asincrone hanno bisogno di una sorgente esterna per magnetizzare la macchina, ossia fornire la potenza reattiva necessaria. Sebbene esistano esempi di generatori asincroni autoeccitati, in cui un sistema accordato di condensatori provvede al reattivo necessario ed il magnetismo residuo dei materiali consente la magnetizzazione iniziale, le difficoltà di regolazione di questi sistemi rende tale soluzione non perseguibile per le normali applicazioni. Nella pratica i generatori asincroni sono impiegati per la loro semplicità costruttiva, il basso costo e la loro robustezza, nei sistemi di generazione destinati al funzionamento in parallelo alla rete. Sono presenti in alcune tipologie di generatori eolici, in piccoli impianti idroelettrici ed anche in alcuni sistemi di generazione con motori a combustione interna. Tali generatori vengono anche impiegati nella versione con rotore avvolto per ottenere il generatore a doppia alimentazione. Sebbene tale soluzione consenta anche il funzionamento su una rete isolata e l'avviamento e magnetizzazione della macchina impiegando un opportuno sistema di controllo, nella pratica la finalità del suo impiego è la variazione della velocità della macchina per ottimizzare le prestazioni dei motori primi. D'altro canto, la tipologia di sorgente per la quale sono normalmente impiegati tali generatori, difficilmente si presta ad un funzionamento su rete isolata, anche nel caso in cui sia impiegato un generatore sincrono. L'aleatorietà della fonte primaria e le fluttuazioni cui è soggetta (in particolare nel caso dell'energia eolica) richiedono la presenza di altri sistemi attivi sulla rete per consentire il mantenimento dell'equilibrio.

3.1.2.2 Sistemi statici

Gli attuali sistemi di controllo degli inverter sono di due tipologie, quelli idonei al funzionamento in isola su una rete passiva e quelli idonei al funzionamento su una rete attiva. Difficilmente si incontrano soluzioni che consentano il passaggio automatico da una configurazione all'altra.

Dal punto di vista dell'implementazione delle logiche di controllo gli inverter possono essere suddivisi in inverter a tensione impressa o a corrente impressa [2][3]. Sono anche impiegati inverter z [4].

Inverter a tensione impressa

Gli inverter a tensione impressa (VSI - *Voltage Source Inverter*) sono realizzabili con diverse strategie di definizione della sequenza d'impulso delle valvole. Tale controllo si presta sia al funzionamento in parallelo a una rete attiva che su una rete passiva, agendo opportunamente su modulo e fase della tensione fondamentale generata dal ponte di conversione. Le due metodologie sono dette normalmente controllo PQ e controllo a V costante.

Nel primo caso (controllo PQ), il modulo e la fase della tensione prodotta dall'inverter, rispetto alla tensione presente nel punto di connessione con la rete, viene definito in modo da dar luogo ad un flusso di potenza attiva e reattiva che risulta definito dalle equazioni del doppio bipolo costituito dall'impedenza equivalente dei filtri e del trasformatore (se presente).

Un diagramma a blocchi di un inverter a tensione impressa con controllo PQ è mostrato in Fig. 3.1.2.1. La sorgente di energia è connessa all'inverter tramite un sistema di conversione elettronico AC/DC, AC/DC/DC o DC/DC a seconda della tipologia. L'inverter è interfacciato alla rete di distribuzione mediante un filtro LC e, talvolta, un trasformatore. In Fig. 3.1.2.1, i riferimenti di potenza attiva e reattiva sono impostati e da questi valori e dalle misure di tensioni del punto di connessione alla rete sono calcolati i riferimenti di corrente. Il blocco *Phase Locked Loop* (PLL) consente di trasformare il sistema trifase in un sistema bifase che ruota alla velocità sincrona e la cui posizione angolare è fornita dal valore di θ . Un regolatore proporzionale integrale è utilizzato per controllare il valore delle correnti. La tecnica denominata *Space Vector Modulation* (SVM) è spesso utilizzata per il *Pulsed Width Modulation* (PWM) del controllo delle valvole (IGBT) del convertitore. Tale tecnica consente di avere un livello di distorsione armonica totale inferiore e un guadagno dell'inverter superiore a quello raggiungibile con tecnica PWM sinusoidale. Il filtro passivo è accordato con una frequenza di taglio fra quella fondamentale (50Hz) e quella di switching (3kHz).

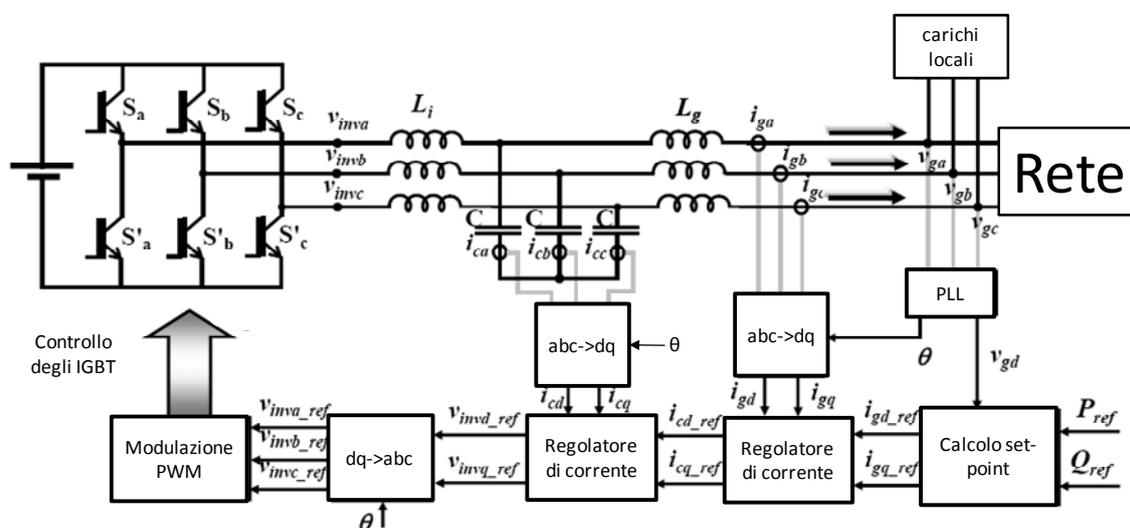


Fig. 3.1.2.1 - Schema di un inverter a tensione impressa con controllo PQ

Nel secondo caso (controllo a V costante) la forza elettromotrice V_{inv} , prodotta dall'inverter, viene mantenuta costante in modulo e con fase fissa rispetto ad un riferimento assoluto alla frequenza nominale, ovvero viene imposta una frequenza costante.

Per passare da una modalità all'altra è necessario che venga identificato il cambiamento di configurazione e venga conseguentemente modificato l'anello di controllo attivo. Infatti, imporre i valori di P e Q su una rete isolata porterebbe a valori di tensione inaccettabili. Del resto verrebbe anche a mancare il riferimento di tensione rispetto al quale definire lo sfasamento. D'altro canto, imporre una tensione costante in modulo e frequenza alla presenza di una rete attiva, significherebbe avere flussi di potenza incontrollati ed uno scorrimento continuo della V_{inv} rispetto alla tensione V_g nel punto di connessione alla rete.

Nel caso in cui siano presenti più inverter funzionanti in parallelo su una rete isolata, è necessario che uno di essi agisca da riferimento per gli altri, operando a tensione e frequenza costante, mentre gli altri operano a potenza imposta, agganciandosi al riferimento definito dal primo inverter. Questo, a sua volta, è chiamato ad accollarsi tutte le variazioni del carico presente sulla rete mentre gli altri continuano a mantenere invariata la potenza di lavoro. È quindi necessario un coordinamento dei vari inverter presenti attraverso un sistema di supervisione cui deve essere noto lo stato di tutte le macchine, e che deve essere in grado di agire su ciascuna di esse.

Gli inverter hanno bisogno di specifiche protezioni perché non possono essere sovraccaricati (sono quindi meno robusti delle macchine elettriche rotanti). In condizioni di guasto vicino ai terminali dell'inverter o ai terminali del condensatore DC, le valvole (IGBT) sono soggette ad elevate correnti [2]. Per limitare l'aumento di corrente, il sistema di controllo deve agire rapidamente e spegnere le valvole. I costruttori di inverter garantiscono un valore di corrente di guasto che il convertitore può sopportare per un tempo limitato.

Inverter a corrente impressa

I sistemi con corrente impressa (*CSI – Current Source Inverter*) definiscono le sequenze di accensione delle valvole che costituiscono il ponte, con l'obiettivo di imporre una determinata corrente, in modulo e fase, rispetto alla tensione della rete. Questo tipo di sistema di controllo rende i convertitori particolarmente robusti nei confronti dei disturbi della rete, guasti o richiuse erronee; infatti, essi riescono a erogare la corrente desiderata, entro certi limiti, indipendentemente dal valore della tensione di rete.

Tuttavia, per loro concezione, tali sistemi funzionano correttamente solo alla presenza di una sorgente di tensione esterna, cioè la rete, e si arrestano, non appena tale riferimento è perduto. Tale sistema è quindi impiegabile in tutti gli impianti dedicati alla rete che non richiedano l'alimentazione di una rete isolata o di carichi privilegiati.

La Fig. 3.1.2.2 mostra il diagramma a blocchi dell'inverter a corrente impressa. Gli *Integrated Gate Commutated Thyristor* (IGCT) hanno capacità di blocco bidirezionali. I due anelli di regolazione controllano la corrente dell'inverter (anello esterno) e la tensione sul condensatore (anello interno).

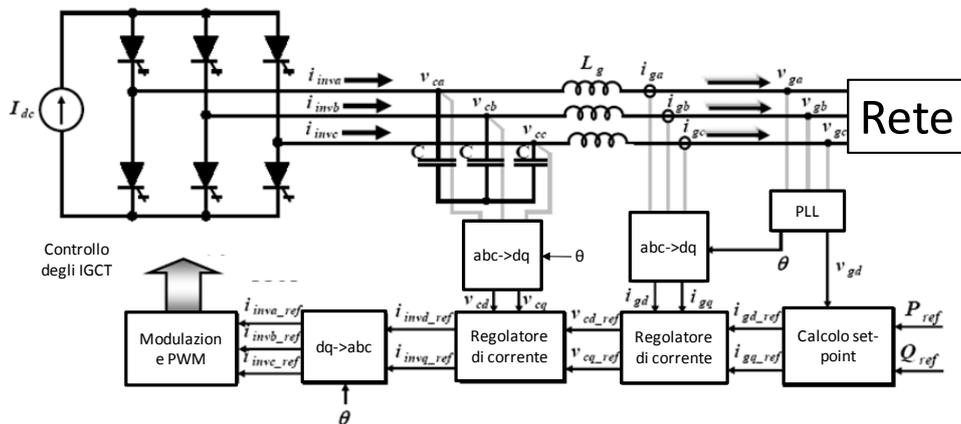


Fig. 3.1.2.2 - Schema di un inverter a corrente impressa

Gli inverter a corrente impressa hanno una caratteristica boost (ossia aumenta la tensione in uscita, al contrario della caratteristica buck, ossia con tensione ridotta, tipica di quelli a tensione impressa). Le perdite di potenza possono essere ridotte controllando la corrente DC a un valore minimo. Questi inverter sono caratterizzati da piccole perdite switching, componenti di taglia piccola e un facile interfacciamento della sorgente alla rete, dato che il funzionamento in parallelo degli inverter a corrente impressa è più facile del parallelo fra inverter a tensione impressa. La protezione contro i cortocircuiti è più semplice. Il fattore di potenza è funzione del carico a causa del filtro capacitivo che può anche causare fenomeni di risonanza con la rete.

Oltre al notevole pregio di presentare una robustezza intrinseca a perturbazioni di rete (entro certi limiti) consente anche la realizzazione di sistemi con ridotte esigenze in termini di filtraggio, perché il controllo può essere affinato sulla forma d'onda della corrente. Inoltre l'impedenza di connessione tra inverter e rete può essere ridotta al minimo, consentendo la realizzazione di sistemi molto economici.

Quando questi inverter interfacciano impianti di produzione, il valore della corrente (in modulo e fase) è definito in modo da imporre i valori di potenza attiva e reattiva desiderati. Spesso si ricorre a un funzionamento con fattore di potenza unitario, ossia corrente in fase con la tensione.

Inverter z

L'inverter z [4] può avere sia caratteristica boost (come quella dei convertitori a corrente impressa), mediante lo stato cosiddetto "shoot-through", sia quella buck (tipica dei convertitori a tensione impressa). Inoltre i problemi di cortocircuito sono notevolmente inferiori rispetto ai convertitori a tensione impressa. La Fig. 3.1.2.3 mostra uno schema dell'inverter z connesso alla rete. Un diodo nella parte DC è in genere installato per prevenire il fenomeno di ritorno di energia. L'inverter z è quindi utilizzato quando il flusso di energia dalla rete alla sorgente non è desiderato (come nel caso di celle a combustibile e impianti fotovoltaici).

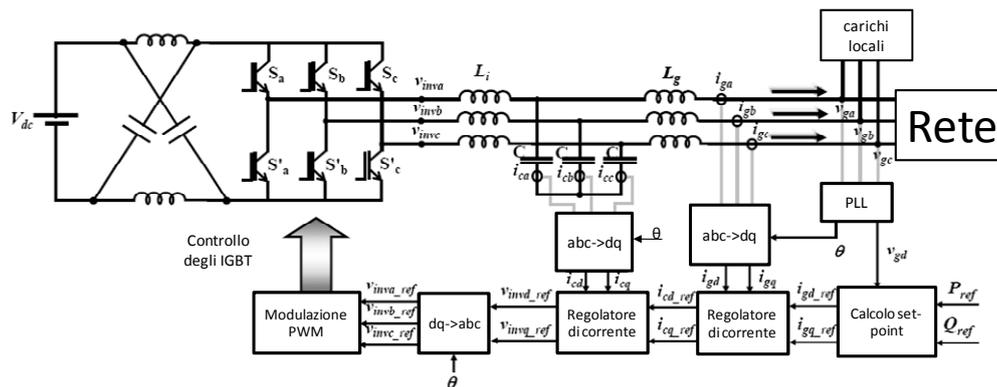


Fig. 3.1.2.3 - Schema di un inverter z

3.1.2.3 Funzionamento in isola di carico

Per consentire il funzionamento di un sistema in isola, indipendentemente dalla sua dimensione, è necessario che la stabilità sia garantita a due livelli: un livello puramente elettrico, che consente di definire un valore di tensione opportuno sulla rete, e un livello energetico, che assicura il bilanciamento tra la produzione e il carico.

Per quanto riguarda il primo aspetto, tra le tipologie di generatori che possono interfacciare una sorgente alla rete, i generatori asincroni non sono in grado di alimentare una rete isolata in quanto necessitano essi stessi di una sorgente esterna per la magnetizzazione; un generatore sincrono è idoneo a tutte le applicazioni, mentre per un inverter è la tecnica di controllo che definisce in quali condizioni la sorgente possa lavorare.

Per quanto riguarda il secondo aspetto deve essere tenuto presente che la diffusione della generazione distribuita vede come elemento trainante la possibilità di realizzare impianti di cogenerazione (difficilmente realizzabili per taglie di potenza elevate, data la difficoltà di trovare una opportuna utenza del calore cogenerato e la difficoltà e i costi per trasportare il calore a distanza) e di sfruttare le fonti rinnovabili che sono distribuite per loro natura. In entrambi i casi, la possibilità di controllare la potenza elettrica erogata dalla sorgente risulta difficile. Gli impianti di cogenerazione sono spesso gestiti in modalità termico segua, in cui la produzione di calore insegue la richiesta del carico termico. La produzione di energia elettrica avviene di conseguenza secondo le caratteristiche del motore primo. Le fonti rinnovabili sono aleatorie e presentano una notevole variabilità anche con tempi di pochi secondi. È quindi molto difficile riuscire a mantenere l'equilibrio tra generatore e carico anche se, da un punto di vista elettrico, i generatori potrebbero essere in grado di farlo.

Nel momento in cui si venga a realizzare un'isola alimentata da alcuni generatori distribuiti, la potenza prodotta singolarmente da ciascuna unità deve essere gestita in modo tale da garantire che la somma sia pari al carico. È in genere necessario un sistema di controllo centralizzato che abbia la disponibilità dello stato del sistema e la potenzialità di controllare un certo numero di risorse stabilendone il punto di funzionamento. Analogamente a quanto avviene nel sistema di produzione centralizzato, è però

opportuno che ogni sorgente sia in grado di svolgere funzioni di regolazione basandosi solo su informazioni reperibili localmente e che garantiscano il mantenimento di condizioni di equilibrio anche in assenza d'informazioni dal sistema di gestione centrale. Quest'ultimo sistema dovrà comunque inviare segnali di set point da assegnare ai vari anelli di controllo delle sorgenti in modo da ottimizzare il loro punto di lavoro. In genere, il sistema di controllo può prevedere la regolazione con statismo della frequenza e della tensione, la regolazione dell'ampiezza della corrente nel caso di sovraccarichi e la risincronizzazione dopo fuori servizio.

3.1.3 Protezione delle reti attive

Dispositivi

Secondo la normativa esistente⁴, gli impianti dotati di generazione sono dotati di dispositivi aggiuntivi per la connessione alla rete pubblica, oltre a quello usualmente presente, denominato dispositivo generale:

- dispositivo d'interfaccia, in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete⁵;
- dispositivo di generatore, in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente, in genere in caso di malfunzionamenti.⁶

E' ammesso che, con riferimento al particolare schema d'impianto dell'utente, più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo. In genere fra la generazione e la rete di distribuzione sono presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e un contattore. Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore è eseguito sia manualmente sia automaticamente dal sistema delle protezioni.

La scelta di questi dispositivi è fatta con riferimento alle grandezze nominali del sistema in cui sono installati e alla corrente presunta di cortocircuito nel punto d'installazione, tenendo conto che a tale corrente possono contribuire la rete di distribuzione, gli impianti di produzione dell'energia ed i motori in servizio.

In ogni caso il dispositivo del generatore deve essere installato sul montante di ciascun generatore a una distanza minima dai morsetti del generatore medesimo; tale montante deve essere realizzato in modo che siano limitati i pericoli di cortocircuito e d'incendio.

Come esempio, la Fig. 3.1.3.1 mostra lo schema tipico d'impianto con generatori, che prevede il funzionamento in isola in BT e il suo collegamento alla rete MT.

⁴ Ad esempio le norme CEI CEI 64-8, CEI 11-1 e CEI 11-20 per quanto applicabili. La norma CEI 0-16 è la norma tecnica di riferimento per le regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione di energia elettrica in AT e MT.

⁵ Usualmente il dispositivo d'interfaccia installato sul livello bassa tensione è costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione.

⁶ Per gruppi di generazione BT, il dispositivo del generatore può essere costituito da interruttore automatico.

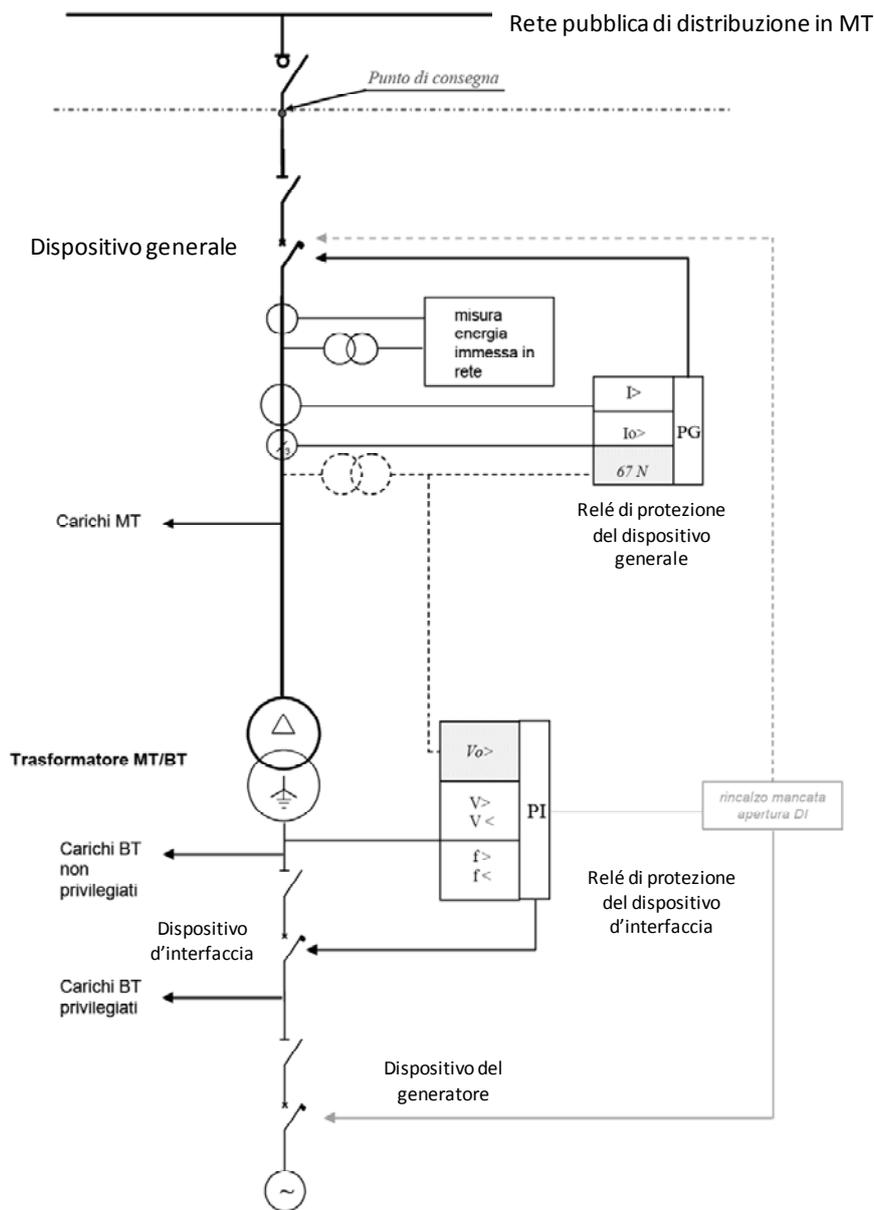


Fig. 3.1.3.1 - Schema tipico di collegamento d'impianti di produzione alla rete MT.

Il sistema di protezione associato al dispositivo d'interfaccia prevede in genere un relé di massima e minima frequenza, uno di massima e minima tensione, ed eventualmente uno di massima tensione omopolare (se installato sulla media tensione)⁷. Il sistema di protezione è in genere alimentato dalla tensione concatenata, eventualmente tramite un apposito trasformatore di misura, e interviene per mancanza di tensione. Il sistema interviene anche in caso di perdita della rete pubblica di alimentazione. Se la potenza di

⁷ Qualora la potenza sia generata in bassa tensione per un valore limitato (inferiore a 50 kVA) è possibile in genere asservire il dispositivo di interfaccia installato direttamente sull'impianto BT ad un sistema di protezione costituito da relé di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione. La protezione di minima frequenza è resa in genere insensibile a transitori di frequenza di durata limitata (minore o uguale a 40 ms). L'ingresso del segnale di tensione omopolare è provvisto di filtro passa banda con frequenza centrata a 50Hz.

generazione è importante (eccede ad esempio alcune centinaia di kW) sono in genere previsti sistemi di back-up che intervengono in caso di malfunzionamento del dispositivo d'interfaccia, oppure un dispositivo di tele scatto comandato dal gestore della rete di distribuzione.

Il dispositivo generale è l'apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal sistema di protezione associato) assicura la separazione dell'intero impianto dell'utente dalla rete. La protezione generale, realizzata tramite relé con diverse funzioni, è in genere costituita in MT da una protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente (sovraccarico) e le altre due a tempo indipendente con ritardo intenzionale (51) e istantaneo (soglia 50), e da una protezione di massima corrente omopolare a due soglie, una per i guasti monofase a terra, l'altra per i guasti doppi monofase a terra.

In alternativa (se il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete dell'utente è notevole, ad es. oltre l'80%) si installa una protezione direzionale di terra a due soglie (una per la selezione dei guasti in caso di reti a neutro compensato, l'altra in caso di reti a neutro isolato) e massima corrente omopolare a una soglia (finalizzata alla selezione dei guasti doppi monofase a terra).

Protezione delle microreti attive

La protezione delle microreti attive ([6][7]) ha specifiche caratteristiche quando la microrete funziona in condizioni d'isola di carico. Infatti, si riscontra spesso che le correnti di guasto nelle condizioni d'isola di carico sono significativamente diverse da quelle che si hanno in condizioni di connessione alla rete (come mostrato ad esempio in [8]). Inoltre l'uso sempre più frequente di sorgenti interfacciate alla rete mediante sistemi elettronici di potenza riduce notevolmente l'entità delle correnti di guasto [9].

In genere, un sistema di protezioni per una microrete ha la necessità di soddisfare alle seguenti specifiche: a) essere insensibile al cambiamento dei flussi di energia nei rami della rete, b) consentire il funzionamento anche con configurazioni ad anello, c) essere efficiente anche nel caso di ridotti valori delle correnti di cortocircuito, tipiche del funzionamento in isola di carico.

Il funzionamento in isola di carico richiede talvolta anche la riconfigurazione dello stato del neutro delle sorgenti. Infatti, con alcune configurazioni del sistema, nel passaggio in isola di carico la microrete si può trovare nelle condizioni di funzionamento con neutro isolato e masse a terra (sistema IT), condizioni che richiedono un sistema delle protezioni specifico per i guasti a terra. Per evitare di esercire l'impianto con neutro isolato, occorre che il neutro della rete sia posto a terra in genere in corrispondenza di uno degli impianti di generazione.

3.1.4 Caratteristiche peculiari di alcuni sistemi di micro-generazione

Si riportano in questo paragrafo gli aspetti caratteristici di alcune tipologie di impianti di generazione comunemente impiegati.

Microturbine

Si tratta turbine a gas di piccole dimensioni costituite da un solo asse, senza riduttori meccanici di velocità e rotanti a velocità molto elevate, tipicamente tra 50000 e 120000 rpm. Essendo il compressore, la turbina e il generatore elettrico (in genere un generatore sincrono a magneti permanenti) calettati sullo stesso albero e ruotando alla stessa velocità, la macchina elettrica deve essere necessariamente connessa alla rete esterna per mezzo di un sistema di conversione costituito da un raddrizzatore e un inverter, come mostrato in Fig. 3.1.4.1, al fine di operare alla frequenza di rete di 50 Hz [10].

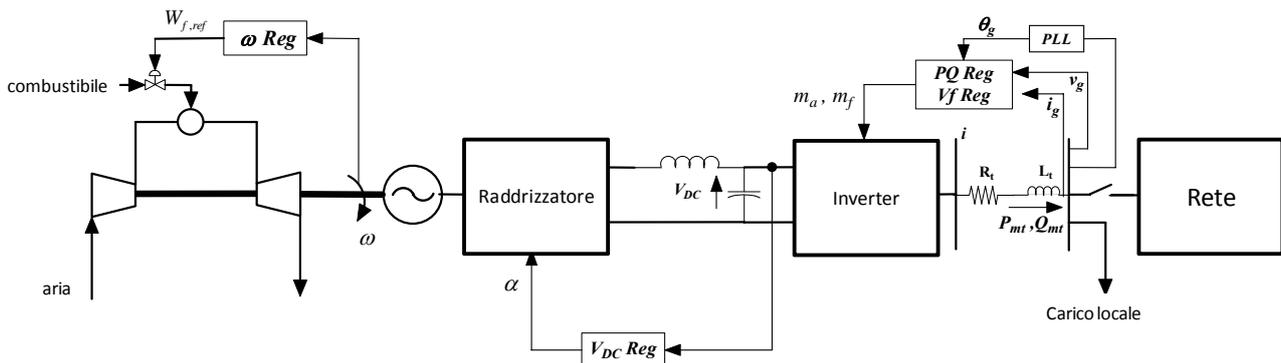


Fig. 3.1.4.1 - Schema di una microturbina e dei suoi anelli di regolazione

Generalmente la potenza meccanica erogata dalla microturbina è regolata solo attraverso la portata di combustibile. Una variazione a gradino della posizione della valvola del combustibile non si traduce in un aumento istantaneo di potenza. E' infatti necessario considerare che la portata di aria in ingresso (e quindi il rapporto fra aria e combustibile) cambia al mutare della velocità di rotazione che dipende dall'inerzia del rotore.

I tre anelli di regolazione usualmente presenti sono:

- il controllo della velocità di rotazione del rotore che agisce sulla portata di combustibile;
- il controllo della tensione del nodo in corrente continua (DC-link), in ingresso all'inverter, che agisce sul raddrizzatore a tiristori in uscita al generatore sincrono;
- il controllo dell'inverter.

Come già menzionato nel par. 3.1.2, la modalità di controllo dell'inverter dipende dallo stato di funzionamento dell'impianto:

- controllo "PQ", cioè regolazione della potenza attiva e reattiva iniettate in rete, quando l'impianto è connesso alla rete esterna;
- controllo "Vf", cioè regolazione della tensione e della frequenza dell'isola, quando l'impianto funziona in isola sui carichi privilegiati.

Pannelli fotovoltaici

La struttura tipica di un impianto fotovoltaico connesso alla rete è mostrata in Fig. 3.1.4.2.

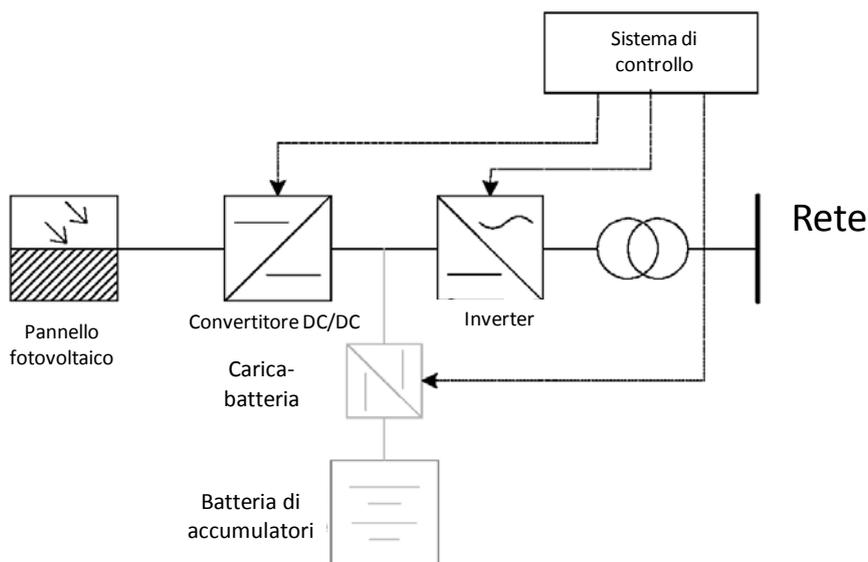


Fig. 3.1.4.2 - Schema di interfacciamento di un sistema PV alla rete esterna

I componenti principali che costituiscono tale impianto sono il pannello fotovoltaico ("PV array"), un convertitore DC/DC, un convertitore DC/AC e i sistemi di controllo ad essi associati. Un sistema di accumulo può essere presente in alcuni casi, ma è di solito assente in installazioni sempre connesse a una rete di distribuzione.

Sono possibili anche configurazioni diverse, per esempio con convertitori DC/AC monofase direttamente connessi a ciascun pannello.

Aerogeneratori

La classificazione delle turbine eoliche può essere eseguita sulla base della velocità di rotazione. Si può quindi parlare di unità a velocità fissa e a velocità variabile [11][12]. Nelle prime il generatore è direttamente collegato alla rete, la cui frequenza determina la velocità di rotazione del generatore e quindi del rotore. La bassa velocità di rotazione del rotore è spesso elevata a una velocità più adatta per il funzionamento del generatore attraverso un moltiplicatore di giri. La velocità del generatore dipende dal numero di coppie polari e dalla frequenza di rete.

Nelle macchine a velocità variabile, il generatore è connesso alla rete attraverso un sistema elettronico, oppure gli avvolgimenti di eccitazione dei generatori sono alimentati da una frequenza esterna generata da un inverter. La velocità di rotazione del generatore, e quindi del rotore, è disaccoppiata dalla frequenza di rete e il rotore può operare a velocità variabile e adeguata in funzione dell'effettiva velocità del vento.

Sistemi di accumulo

I sistemi di compensazione si possono suddividere in due categorie:

- sistemi di compensazione di potenza attiva;
- sistemi di compensazione di potenza reattiva.

Per quanto riguarda la prima categoria, in base all'azione che devono esercitare sul sistema, possono fornire potenza per tempi brevi (da qualche ciclo della fondamentale a qualche secondo: compensazione transitoria) o per tempi più prolungati (da qualche minuto a qualche ora come nel caso di UPS - *Uninterruptible Power Source*). I sistemi di compensazione della potenza reattiva intervengono solo in condizioni di perturbazione della rete, al fine di ripristinare o mantenere il più possibile in condizioni nominali, la tensione in un determinato nodo della rete (compensatori sincroni, o statici).

Attualmente, è diffuso l'utilizzo delle batterie, accumulatori appunto, che pongono però problemi sia da un punto di vista dell'inquinamento, per le sostanze tossiche e/o nocive contenute nelle batterie, sia da un punto di vista pratico, visto che la vita delle batterie è comunque limitata. Un certo margine di miglioramento in questo settore sembra anche rappresentato dai sistemi che utilizzano supercondensatori (detti anche supercapacitori o ultracapacitori) e i superconduttori. Altri sistemi sono di tipo meccanico (volani⁸ o molle) e altre tecniche permettono l'accumulo di energia termica da utilizzare per riscaldamento.

I principali accumulatori elettrochimici voltaici sono:

- Pb-H₂SO₄ Batterie al Piombo-acido e Piombo-gel: Hanno un costo ridotto, ma una densità energetica ridotta: 30-40 Wh/kg.
- Ni-NaCl Batterie Z.E.B.R.A. (Zero Emission Battery Research Activity): sono costituite da celle sodio-nickel cloruro funzionanti a caldo (circa 260°C)
- VRB: Batterie a flusso Vanadio Redox
- Batterie al Litio: hanno un'elevata densità energetica (150 Wh/kg), sono molto longeve e non utilizzano materiali tossici, tuttavia hanno ancora un costo elevato.
- Ni-Cd - Nichel-Cadmio: l'energia specifica degli accumulatori di questo tipo può raggiungere i 50 Wh/kg (riferiti alla scarica in 5h) e la potenza fino a 200 W/kg (il cadmio è però elemento cancerogeno).
- Ni-MH Batterie Nichel-idruri
- Ni-Zn Batterie Nichel-Zinco
- Zn-Br Batterie a flusso Zinco-Bromo
- Na-S Batterie Zolfo-Sodio
- PSB: Batteria a flusso Poli-Solfuro Bromuro
- Batterie Metallo-aria

Per il dimensionamento di un sistema di accumulo con batterie sono utilizzate due metodologie: dimensionamento in potenza e dimensionamento in energia. Ciascuna tipologia di accumulatore è caratterizzata da un preciso rapporto tra energia immagazzinata e massima potenza erogabile, rapporto che rappresenta il tempo minimo

⁸ In questo settore tecnologico i sistemi di accumulo-generazione di energia elettrica prevedono l'impiego di volani ad asse verticale in un robusto contenitore di forma cilindrica nel quale viene mantenuto un certo grado di vuoto al fine di ridurre rumorosità e attriti aerodinamici del rotore, a ciò contribuisce anche l'adozione di cuscinetti magnetici, sostitutivi dei cuscinetti meccanici. Dopo aver raggiunto l'elevata velocità di regime nominale (20.000 rpm) il rotore può cedere energia quando necessario in corrente alternata ad alta frequenza variabile. La tensione alternata ad alta frequenza viene raddrizzata in una tensione continua, e questa convogliata ad un nodo in DC, da cui, attraverso degli inverter, si preleva la potenza richiesta dal carico. Il loro utilizzo tipico consiste nello smorzare le fluttuazioni di frequenza in un sistema stand-alone, grazie alle elevatissime velocità di risposta dinamica a seguito di perturbazioni rapide.

di scarica. Sistemi atti alla regolazione della frequenza e riserva di potenza, che devono erogare un'elevata potenza in un breve periodo (piccole quantità di energia), sono dimensionati in potenza, altri invece, che devono erogare potenza per tempi più prolungati, vengono dimensionati facendo ricorso all'approccio energetico.

La potenza massima che un sistema di accumulo può erogare dipende da due fattori: la taglia del sistema d'interfaccia con la rete (convertitore statico) e la taglia e tipologia del sistema di accumulo. Per i sistemi di accumulo con batterie la massima potenza erogabile dipende fortemente dalla resistenza interna della batteria; maggiore è il suo valore, minore sarà la potenza erogabile dall'accumulatore. Il valore della resistenza interna, varia in funzione dello stato di carica della stessa: in particolare il suo valore aumenta al diminuire dello stato di carica. E' importante quindi dimensionare il sistema in funzione anche del tempo di erogazione della potenza richiesta; l'incremento della resistenza interna degli accumulatori produce, infatti, un duplice effetto: riduzione della tensione resa ai morsetti e incremento delle perdite per effetto joule, a parità di potenza erogata.

Il dimensionamento in energia dipende dal tempo di durata del ciclo di scarica: per rapide scariche non tutta l'energia immagazzinata nell'accumulatore può essere estratta e sfruttata, per questo è necessario sovradimensionare in energia il sistema di accumulo. Per scariche più lente la percentuale di "energia estraibile" (rispetto a quella immagazzinata nel sistema di accumulo) è maggiore del caso precedente. Un altro parametro molto importante per il corretto dimensionamento, riguarda il grado di scarica cui il sistema sarà sottoposto: questo parametro incide fortemente sulla durata (vita utile) del singolo accumulatore, ossia il numero di cicli di carica e scarica che esso è in grado di sostenere in tutto il suo arco di vita.

Bibliografia

- [1] R. Cicoria; A. Iaria; V. Allegranza. Rapporto CESI sulla Ricerca di Sistema: "Analisi preliminari di funzionamento di reti magliate ed identificazione di criteri, modalità di esercizio e ruolo delle protezioni. Ricerca bibliografica sul tema della pianificazione ed esercizio di reti di distribuzione MT magliate con e senza GD". Progetto: RETE 21- Lo sviluppo e l'esercizio delle reti elettrica italiana nel XXI secolo- Sottoprogetto: ESPREL Metodologie per lo sviluppo delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione. Disponibile su www.ricercadisistema.it.
- [2] Poh Chiang Loh; Holmes, D.G.; "Analysis of multiloop control strategies for LC/CL/LCL filtered voltage-source and current-source inverters Industry applications", IEEE Transactions on Volume 41, Issue 2, March-April 2005 Page(s):644 - 654
- [3] Palmer, P.R.; Githiari, A.N.; "The series connection of IGBTs with active voltage sharing", Power Electronics, IEEE Transactions on Volume 12, Issue 4, July 1997 Page(s):637 - 644
- [4] F. Z. Peng, "Z-Source Inverter," IEEE Trans. Industry Applications, Vol. 39, pp. 504-510, March/April 2003.
- [5] Chokhawala, R.; Castino, G.; "IGBT fault current limiting circuit", Industry Applications Magazine, IEEE Volume 1, Issue 5, Sept.-Oct. 1995 Page(s):30 - 35

-
- [6] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay, "Microgrids Power and Energy Magazine, IEEE. Volume: 5 Issue: 4 July-Aug. 2007. Page(s): 78-94
- [7] R.H. Lasseter, 2002, "MicroGrids" *IEEE-PES Winter Meeting*, New York, NY, USA, January 27-31
- [8] Eric Sortomme, S. S. Venkata, Joydeep Mitra, "Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays, *IEEE Trans. on Power Delivery*, (accepted)
- [9] S.R. Wall, 2001, "Performance of inverter interfaced distributed generation", *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Atlanta, GA, USA, October 28-November 2
- [10] R. Lasseter, "Dynamic Models for Micro-Turbines and Fuel Cells", *Proceedings of IEEE PES Summer Meeting*, Vancouver, B.C. Canada, Luglio 2001
- [11] Cigrè Working Group 601, "Modeling and dynamic behaviour of wind generator as it relates to power system control and dynamic performance", Gennaio 2007
- [12] Ton van de Wekken, Fred Wien, KEMA Consulting. *Power Quality and Utilisation Guide. Wind Power Section 8 – Distributed Generation*. Leonardo ENERGY, Autunno 2006
- [13] A. Bertani, A. Borghetti, C. Bossi, L. De Biase, O. Lamquet, S. Massucco, A. Morini, C.A. Nucci, M. Paolone, E. Quaia, F. Silvestro, "Management of Low Voltage Grids with High Penetration of Distributed Generation: concepts, implementations and experiments", *Proc. of the Cigré 2006 Session*, Paris, France, Aug. 27 - Sep. 1, 2006.
- [14] A. Borghetti, M. Bosetti, C. Bossi, S. Massucco, E. Micolano, A. Morini, C.A. Nucci, M. Paolone, F. Silvestro, "An Energy Resource Scheduler Implemented in the Automatic Management System of a Microgrid Test Facility", *Proc. of the International Conference on Clean Electrical Power Renewable Energy Resources Impact*, May 21-23, 2007, Capri, Italy.
- [15] T. E. Kim, J. E. Kim, "A Method for Determining the Introduction Limit of Distributed Generation System in Distribution System," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001, 15-19 July, Vancouver, Canada, Vol.1, pp.456-461.
- [16] L. Kojovic, "Impact of DG on voltage regulation," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002, 21-25 July, Chicago, USA, Vol.1, pp. 97-102.
- [17] Arulampalam A, Barnes M, Engler A, Goodwin A, Jenkins N., "Control of Power Electronic Interfaces in Distributed Generation Microgrids", *International Journal of Electronics*, Vol. 91, No. 9, September 2004, page 503 – 523.
- [18] Q. Zhou, J. W. Bialek, "Simplified calculation of voltage and loss sensitivity factors in distribution networks", *Proc. of the 16th Power Systems Computation Conference (PSCC2008)*, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.
- [19] A. Borghetti, M. Bosetti, S. Grillo, M. Paolone, F. Silvestro, "Short-Term Scheduling of Active Distribution Systems", *Proc. of the 2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, Romania, 28 June - 2 July 2009, Bucharest, Romania.
- [20] M. Bagnoli, B. Belvedere, M. Bianchi, A. Borghetti, A. De Pascale, M. Paolone, "A Feasibility Study of an Auxiliary Power Unit Based on a PEM Fuel Cell for On-Board Applications", *Journal of Fuel Cell Science and Technology (Trans. of ASME)*, Nov. 2006, vol. 3-4, pp. 445-451.

- [21] B. Belvedere, M. Bianchi, A. Borghetti, A. De Pascale, M. Di Silvestro, M. Paolone, "DSP-Controlled Test Set-up for the Performance Assessment of an Autonomous Power Unit Equipped with a PEM Fuel Cell", Proc. of the International Conference on Clean Electrical Power Renewable Energy Resources Impact, May 21-23, 2007, Capri, Italy.
- [22] B. Belvedere, M. Bianchi, A. Borghetti, M. Paolone, "A Microcontroller-Based Automatic Scheduling System for Residential Microgrids", Proc. of the 2009 IEEE Bucarest PowerTech, Bucarest, Romania, 28 June - 2 July 2009, Bucharest, Romania.
- [23] V. Pop, H.J. Bergveld, P.H.L. Notten, P.P.L. Regtien, "State-of-the-art of battery state-of-charge determination", Measurement Science and Technology, Vol. 16, R93-R110, 2005.

3.2 Problematiche di integrazione con la rete di distribuzione del calore e del freddo

Il paragrafo illustra le problematiche di esercizio ottimo di sistemi di cogenerazione di piccola taglia connessi a reti di distribuzione a servizio di impianti di condizionamento ambientale (riscaldamento e raffrescamento).

3.2.1. Tipologie di reti di distribuzione e stima delle dispersioni

Rendimento di distribuzione

Gli impianti di climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria possono essere considerati come formati da diversi sottosistemi (generazione, accumulo, distribuzione, regolazione ed emissione) a cui viene demandata una specifica funzione.

In particolare, nei sistemi di riscaldamento l'energia termica prodotta dal sistema di generazione viene emessa all'interno degli ambienti da condizionare dopo aver attraversato il sottosistema di accumulo e il sottosistema di distribuzione come evidenziato in Fig. 3.2.1.1.

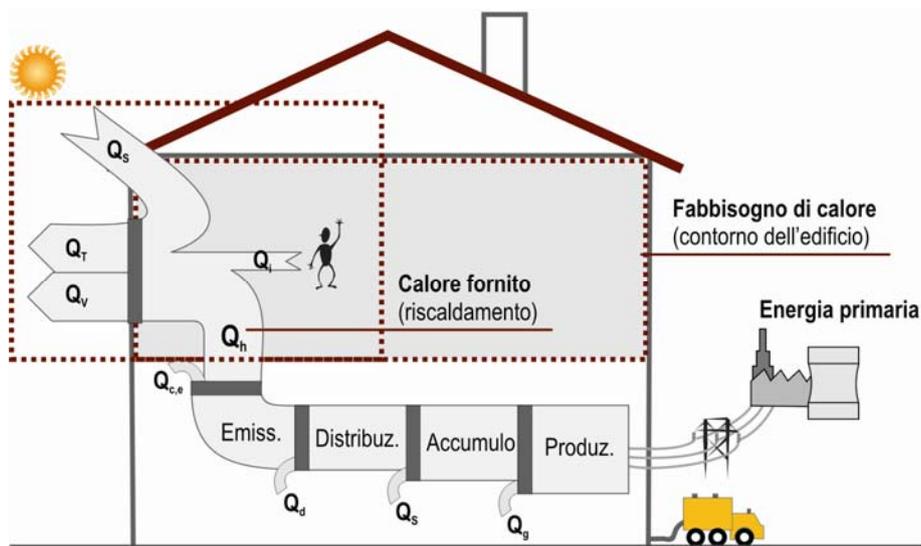


Fig. 3.2.1.1 - Sottosistemi di un impianto di riscaldamento.

Ogni sottosistema è caratterizzato da uno specifico rendimento il cui calcolo, per le valutazioni energetiche riferite all'impianto, viene effettuato in ottemperanza con quanto indicato dalla norma UNI TS 11300-2. Lo schema di calcolo che viene utilizzato per lo studio delle prestazioni energetiche di un generico sottosistema X è indicato in Fig. 3.2.1.2. I simboli utilizzati per indicare i diversi flussi di energia che coinvolgono il generico sottosistema sono quelli suggeriti dalla norma UNI TS 11300-2. Come si può vedere, ogni sottosistema è caratterizzato da un flusso di energia termica in ingresso e in uscita e da un ingresso di energia elettrica per l'alimentazione dei sistemi ausiliari che permettono il funzionamento del sottosistema (nel caso del sottosistema di distribuzione tale flusso energetico è quello che alimenta le pompe o i ventilatori che permettono al fluido termovettore di circolare nella rete di distribuzione).

Facendo riferimento ai simboli riportati in Fig. 3.2.1.2, il rendimento di un generico sottosistema viene definito come segue:

$$\eta_X = \frac{Q_{X,out}}{Q_{X,in} + kW_{X,aux}} \quad (3.2.1.1)$$

La conoscenza del rendimento di distribuzione permette di quantificare le perdite termiche del sottosistema in base al flusso di energia termica in uscita dal sistema mediante la relazione:

$$Q_{X,ls} = Q_{X,out} \left(\frac{1 - \eta_X}{\eta_X} \right) \quad (3.2.1.2)$$

Attraverso un approccio "in-out" e la definizione dei singoli rendimenti di sottosistema la norma UNI TS 11300-2 permette la determinazione del fabbisogno di energia primaria di un edificio ponendo in evidenza tutti i principali termini di perdita connessi all'impianto rivelando al progettista le principali criticità di impianto.

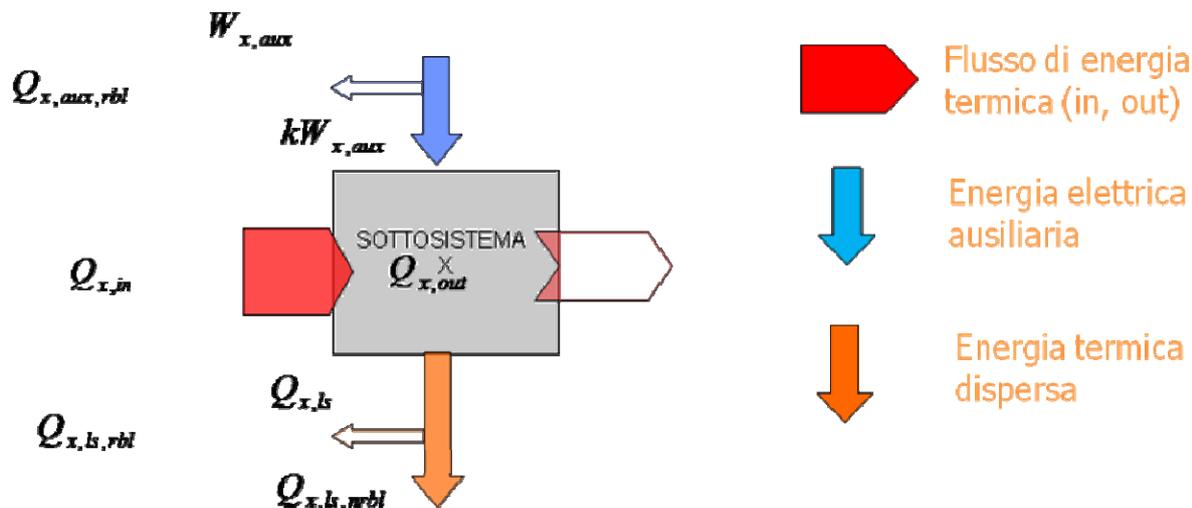


Fig. 3.2.1.2 - Flussi energetici che coinvolgono il sottosistema X.

Per il calcolo dei rendimenti di sottosistema sono previsti dalla norma UNI TS 11300-2 (per il riscaldamento) e UNI TS 11300-3 (per il condizionamento) diversi metodi legati alla tipologia di valutazione che deve essere condotta sul sistema edificio-impianto (Tabella 3.2.1.1).

Sono possibili quattro tipi di valutazioni in merito alla determinazione del fabbisogno energetico di un sistema edificio-impianto:

- A1: Valutazione in condizioni di PROGETTO
- A2: Valutazione in condizioni STANDARD
- A3: Valutazione in condizioni EFFETTIVE di utilizzo
- B: Valutazione basata sul rilievo dei consumi (AUDIT)

Per la valutazione del rendimento di distribuzione è possibile procedere al suo calcolo utilizzando il metodo tabellare quando la valutazione energetica è riferita a condizioni standard (involucro e impianto "come costruito", funzionamento continuo, clima standard) oppure quando si vuole determinare il fabbisogno energetico di un edificio in condizioni effettive di utilizzo (A3: involucro e impianto "come costruito", funzionamento intermittente, clima reale).

In fase di progetto la valutazione del rendimento di distribuzione deve essere effettuata mediante l'applicazione del metodo analitico descritto in Appendice A e B della norma UNI TS 11300. Ai fini delle considerazioni fatte nel presente par. 3.2, basta osservare come nel metodo analitico la determinazione del rendimento del sistema di distribuzione sia effettuata andando a quantificare le dispersioni termiche che si registrano tra la tubazione e l'ambiente circostante nei diversi tratti di tubazione. In particolare si possono distinguere (Fig. 3.2.1.3):

- perdite verso il terreno (tratti di tubazione interrati);
- perdite in aria (tratti di tubazione esterni);
- perdite in locali non riscaldati (tubazioni in centrale termica);
- perdite verso l'esterno (tubazioni incassate nei muri perimetrali dell'edificio).

Tab. 3.2.1.1 – Calcolo dei rendimenti di sottosistema a seconda del tipo di valutazione energetica.

Valori e metodi da adottare per i diversi tipi di valutazioni di calcolo (riscaldamento)

Sottosistema	Valutazioni di calcolo			
	A1 e A2		A3	
Emissione	H ≤ 4 m	H > 4 m	H ≤ 4 m	H > 4 m
		Metodo Tabellare	Tabelle solo se condizioni al contorno verificate altrimenti calcolo analitico	Metodo Tabellare
Regolazione	Tabelle			
Distribuzione	A1	A2	A3	
	Calcolo analitico	Tabelle solo se condizioni al contorno verificate altrimenti calcolo analitico		
Generazione	Tabelle solo se condizioni al contorno verificate altrimenti calcolo analitico			

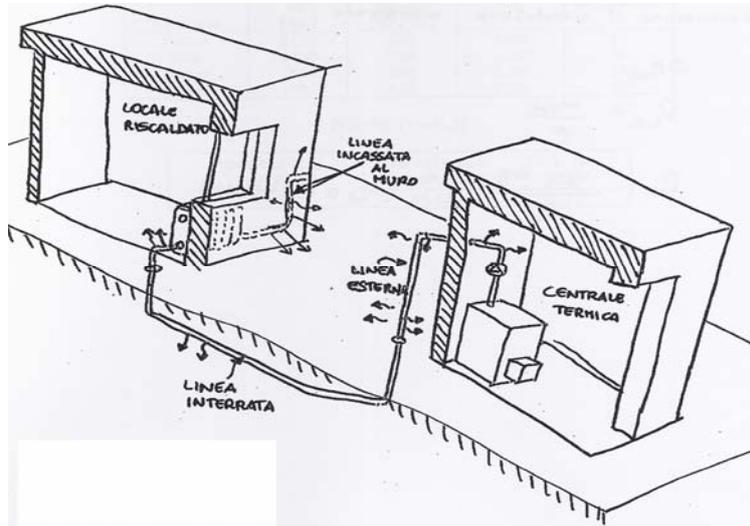


Fig. 3.2.1.3 - Tipico lay-out di una rete di distribuzione con evidenziati i termini di perdita.

La quantificazione di tali termini di perdita viene fatta andando ad associare ad ogni tratto di tubazione una specifica trasmittanza termica lineica U che moltiplicata per la lunghezza del tratto di tubazione considerata, per il salto termico esistente tra il fluido termovettore che circola nella rete di distribuzione e la temperatura esistente all'esterno della rete e per l'intervallo di calcolo considerato (mese) fornisce l'energia termica dispersa attraverso la tubazione nell'intervallo di calcolo considerato

$$Q_d = U l (T_{bi} - T_{a,ext}) \Delta \tau \quad (3.2.1.3)$$

Le formule per la stima delle trasmittanze lineari dei singoli tratti di tubazione sono reperibili nella Appendice A della norma UNI TS 11300-2. A titolo di esempio in Fig. 3.2.1.4 viene riportata la formula per il calcolo della trasmittanza lineica di un tratto di tubazione singola incassata nella muratura.

Il valore della trasmittanza è influenzato dal livello medio di isolamento della tubazione che è fissato mediante le disposizioni del DPR 412/93 (Allegato B). I valori minimi di coibentazione che devono essere utilizzati nella rete di distribuzione sono riportati in

Tabella 3.2.1.2 in funzione della tipologia di isolante utilizzato (attraverso la sua conduttività termica) e della dimensione della tubazione. Tali valori vengono ridotti nel caso di tubazioni incassate o che viaggiano all'interno di locali riscaldati.

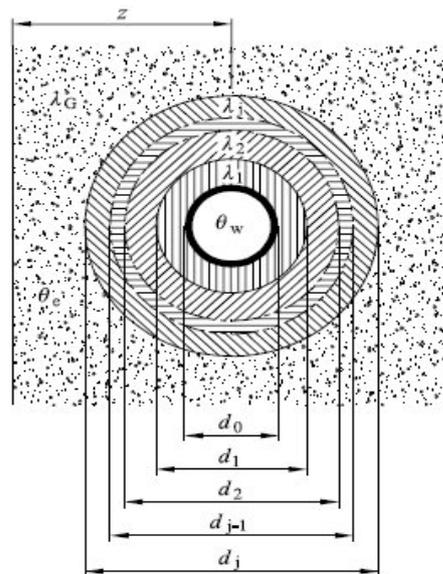
Quanto osservato finora vale sia per le tubazioni per il riscaldamento che per le tubazioni per la distribuzione dell'acqua calda sanitaria. Le due reti di distribuzione sono infatti sempre distinte.

In Fig. 3.2.1.5 vengono riportate le tabelle della norma UNI TS 11300-2 in cui compaiono, distinti per tipologia di rete di distribuzione, i valori di rendimento pre-calcolati da utilizzare per valutazioni standard sul sistema edificio-impianto.

La rassegna delle diverse tipologie di rete di distribuzione e il confronto tra i valori indicati di rendimento di distribuzione risulta interessante al fine di avere un ordine di grandezza di quanto pesano le perdite di distribuzione in un impianto di distribuzione dell'acqua calda.

Tubazione singola incassata nella muratura

Tubazione singola incassata nella muratura



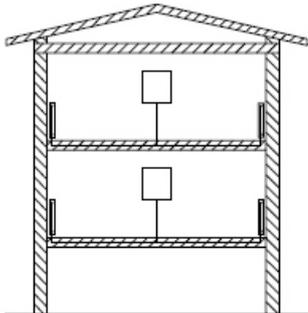
La trasmittanza lineica è data da:

$$U_l = \frac{\pi}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{2 \times \lambda_j} \times \ln \frac{d_j}{d_{j-1}} + \frac{1}{2 \times \lambda_G} \times \ln \frac{4 \times z}{d_n}} \quad [\text{W/m} \times \text{K}]$$

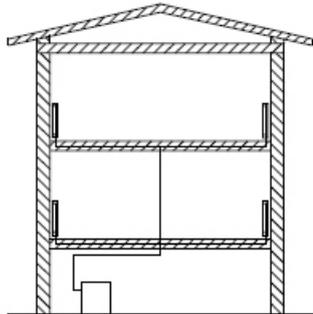
Fig. 3.2.1.4 – Formula per il calcolo della trasmittanza lineica di un tratto di tubazione incassata.

Tab. 3.2.1.2 – Spessori minimi della coibentazione (in mm) per le reti di distribuzione dell'acqua calda secondo DPR412/93.

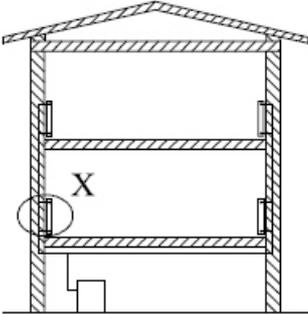
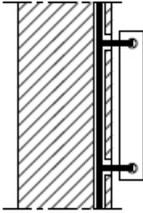
Conduttività termica W/m· °C	Diametro tubazione (mm)					
	<20 3/8	20-39 1/2-1"	40-59 1"1/4-1"1/2	60-79 2"-2"1/2	80-99 3"	>100 4"
0,030	13	19	26	33	37	40
0,032	14	21	29	36	40	44
0,034	15	23	31	39	44	48
0,036	17	25	34	43	47	52
0,038	18	28	37	46	51	56
0,040	20	30	40	50	55	60
0,042	22	32	43	54	59	64
0,044	24	35	46	58	63	69
0,046	26	38	50	62	68	74
0,048	28	41	54	66	72	79
0,050	30	44	58	71	77	84

IMPIANTI AUTONOMI				
	Isolamento distribuzione			
	Legge 10/91 Periodo di realizzazione dopo il 1993	Discreto Periodo di realizzazione 1993-1977	Medio Periodo di realizzazione 1976-1961	Insufficiente Periodo di realizzazione prima del 1961
	0,990	0,980	0,969	0,958

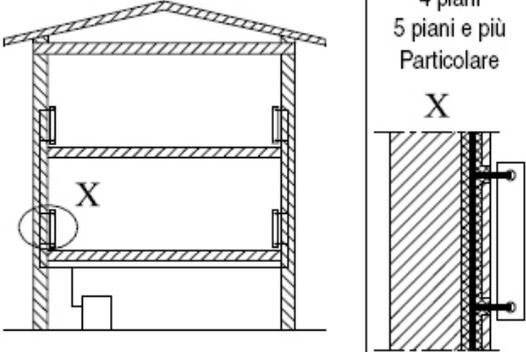
(a)

IMPIANTI CENTRALIZZATI A DISTRIBUZIONE ORIZZONTALE				
	Altezza edificio	Isolamento distribuzione		
		Legge 10/91 Periodo di realizzazione dopo il 1993	Discreto Periodo di realizzazione 1993-1977	Medio Periodo di realizzazione 1976-1961
	Fino a 3 piani	0,980	0,969	0,958
Oltre 3 piani	0,990	0,980	0,969	0,958

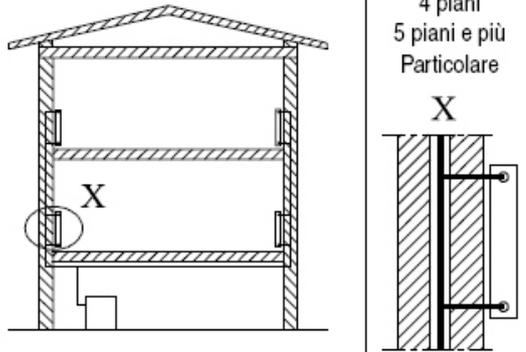
(b)

IMPIANTI CENTRALIZZATI CON MONTANTI DI DISTRIBUZIONE					
Tipo di distribuzione	Altezza edificio	Isolamento distribuzione nel cantinato			
		Legge 10/91 Periodo di realizzazione dopo il 1993	Discreto Periodo di realizzazione 1993-1977	Medio Periodo di realizzazione 1976-1961	Insufficiente Periodo di realizzazione prima del 1961
Montanti in traccia nei paramenti interni o nell'intercapedine - Isolamento leggero Periodo di costruzione: 1993-1977 	1 piano	0,908	0,880	0,868	0,856
	2 piani	0,925	0,913	0,901	0,889
	3 piani	0,939	0,927	0,917	0,904
	4 piani	0,949	0,938	0,927	0,915
	5 piani e più Particolare	0,955	0,943	0,934	0,922
					

(c)

IMPIANTI CENTRALIZZATI CON MONTANTI DI DISTRIBUZIONE		
Tipo di distribuzione	Altezza edificio	Isolamento distribuzione nel cantinato secondo legge 10/91 Periodo di realizzazione dopo il 1993
Montanti in traccia nei paramenti interni. Isolamento secondo legge 10/91 Periodo di costruzione: dopo il 1993 	1 piano	0,936
	2 piani	0,947
	3 piani	0,958
	4 piani	0,969
	5 piani e più	0,98
	Particolare	

(d)

IMPIANTI CENTRALIZZATI CON MONTANTI DI DISTRIBUZIONE					
Tipo di distribuzione	Altezza edificio	Isolamento distribuzione nel cantinato			
		Legge 10/91 Periodo di realizzazione dopo il 1993	Discreto Periodo di realizzazione 1993-1977	Medio Periodo di realizzazione 1976-1961	Insufficiente Periodo di realizzazione prima del 1961
Montanti correnti nell'intercapedine. Senza isolamento Periodo di costruzione: prima del 1976 	1 piano	0,901	0,876	0,851	0,824
	2 piani	0,913	0,925	0,901	0,876
	3 piani	0,925	0,936	0,913	0,889
	4 piani	0,936	0,936	0,913	0,901
	5 piani e più	0,947	0,947	0,925	0,913
	Particolare				

(e)

Fig. 3.2.1.5 - Valori pre-calcolati del rendimento di distribuzione per le diverse tipologie di reti di distribuzione presenti negli impianti di riscaldamento e di distribuzione dell'acqua calda sanitaria.

Per quanto concerne le perdite associate alle reti di distribuzione per la climatizzazione estiva, la norma UNI TS 11300-3 (Appendice A) fornisce indicazioni di dettaglio in merito

alla stima delle perdite lungo i canali di distribuzione dell'aria, tipicamente utilizzati negli impianti di condizionamento estivi a tutt'aria o misti. In Tabella 3.2.1.3 a titolo di esempio viene riportato il calcolo della potenza frigorifera persa dalla rete per metro lineare nel caso di canali di distribuzione dell'aria che corrono all'interno di locali non climatizzati di altezza inferiore ai 3 m. Di tabelle simili alla Tabella 3.2.1.3 la Appendice A della norma UNI TS 11300-3 ne fornisce in numero sufficiente a coprire tutta la casistica che viene tipicamente incontrata nella progettazione dei canali di distribuzione di aria refrigerata a servizio di UTA per il condizionamento estivo.

Tab. 3.2.1.3 – Potenza frigorifera persa dalla rete di canali di distribuzione dell'aria di un impianto di condizionamento estivo.

prospetto A.10 Emissioni verso locale interno non climatizzato - Altezza del locale: 3 m

		Temperatura media aria esterna al canale nel periodo di funzionamento θ_e (°C)			
		26	28	30	32
Diametro equivalente medio canali principali	Trasmittanza lineare canale	Potenza frigorifera persa dalla rete			
D (m)	ψ [W/(m × K)]	$\theta_{1,d}$ (W/m)	$\theta_{1,d}$ (W/m)	$\theta_{1,d}$ (W/m)	$\theta_{1,d}$ (W/m)
0,376	1,80	7,6	11,2	14,8	18,4
0,461	2,18	9,1	13,5	17,9	22,2
0,532	2,49	10,5	15,5	20,5	25,4
0,651	3,03	12,7	18,8	24,8	30,9
0,752	3,47	14,6	21,5	28,5	35,4
0,841	3,87	16,3	24,0	31,7	39,5
0,921	4,23	17,8	26,2	34,7	43,1
0,995	4,56	19,1	28,2	37,4	46,5
1,064	4,86	20,4	30,1	39,9	49,6
1,128	5,15	21,6	31,9	42,2	52,5
1,189	5,42	22,8	33,6	44,4	55,3
1,303	5,92	24,9	36,7	48,6	60,4
1,407	6,39	26,8	39,6	52,4	65,2

Ottimizzazione del rendimento di distribuzione

Dai valori riportati nelle tabelle di Fig. 3.2.1.5 possono essere tratte alcune considerazioni di carattere generale sull'ottimizzazione delle reti di distribuzione dell'acqua calda:

- Il rendimento di distribuzione è influenzato dall'anno di realizzazione della rete. Solo dopo il 1976 (entrata in vigore della legge 373) si sono incominciate ad isolare termicamente le tubazioni. Solo dopo il 1993 i livelli di coibentazione sono stati imposti ai progettisti. Prima del 1961 nessun tipo di isolamento era impiegato nelle reti di distribuzione.
- Il rendimento di distribuzione è influenzato dall'estensione della rete di tubazioni (ad es. dipende dai piani serviti) e dalla tipologia della distribuzione (verticale o orizzontale)
- Il rendimento di distribuzione è influenzato dalla posizione dei montanti della rete (su parete esterna, su parete interna, all'interno di intercapedini, in muri isolati).

Osservando i valori assunti dal rendimento di distribuzione si nota come tale rendimento assuma valori molto elevati (0.99) nel caso di impianti autonomi recenti (ben coibentati) dove la rete di distribuzione è estremamente limitata come estensione (rispetto alle reti degli impianti centralizzati), mentre possa avere valori bassi (comunque non inferiori a 0.824) per impianti di distribuzione a montanti verticali inseriti in pareti esterne non isolate. L'entità delle perdite di distribuzione può quindi al massimo raggiungere circa il 17 % dell'energia termica fornita agli emettitori dell'impianto negli edifici più vecchi.

Limitando l'analisi ai nuovi impianti si può osservare come il rendimento di distribuzione possa variare tra 0.99 e 0.90, con una perdita massima pari al 10 % dell'energia termica fornita agli emettitori.

C'è tuttavia da osservare come i rendimenti riportati nelle tabelle di Fig. 3.2.1.5 siano stati ottenuti ipotizzando una distribuzione di acqua calda in rete con temperatura di mandata variabile durante l'anno tra 80 e 60 °C (tipica situazione esistente per impianti a radiatori con compensazione climatica). Poiché le perdite di distribuzione cambiano notevolmente se varia la temperatura dell'acqua calda distribuita durante l'anno, la presenza di eventuali anelli di distribuzione operanti a temperatura costante durante tutto l'anno, ovvero l'utilizzo di emettitori diversi dai radiatori possono cambiare l'entità dei rendimenti di distribuzione. Questo punto è ritenuto particolarmente importante per l'ottimizzazione delle reti di distribuzione allacciate a sistemi di cogenerazione e verrà ripreso nei paragrafi successivi.

In Tabella 3.2.1.4 sono riportati i fattori di correzione da applicare ai rendimenti di distribuzione nel caso in cui la temperatura dell'acqua calda distribuita sia diversa da 80-60 °C durante la stagione di riscaldamento. Si può notare come l'abbassamento della temperatura dell'acqua calda distribuita determini un aumento dei rendimenti di distribuzione che può essere estremamente rilevante nel caso di impianti a bassa temperatura.

Si può osservare anche come una rete di distribuzione di antica costruzione a montanti verticali con tubazioni non coibentate (dalla Fig. 3.2.1.5 (e) un tale impianto sarebbe caratterizzato da un rendimento di 0.824 per un edificio ad 1 piano) risulterebbe caratterizzata da un rendimento elevato, pari a 0.96, se venisse convertito l'impianto a radiatori esistente in impianto a pannelli radianti a bassa temperatura.

Si può quindi notare come l'adozione di impianti di riscaldamento a bassa temperatura riduca fortemente le già limitate perdite termiche associate alle reti di distribuzione dei moderni impianti. Quindi, quando possibile, l'adozione di impianti a bassa temperatura è da auspicare al fine dell'ottimizzazione dei rendimenti di distribuzione.

Tab. 3.2.1.4 – Fattori di correzione del rendimento di distribuzione in funzione della temperatura dell'acqua.

Temperature di mandata e ritorno di progetto	Coefficiente di correzione	Tipologia dell'impianto
70/55	$1 - (1 - \eta) \times 0,85$	Impianto a radiatori a temperatura variabile
55/45	$1 - (1 - \eta) \times 0,60$	Impianto a ventilconvettori
30/35	$1 - (1 - \eta) \times 0,25$	Impianto a pannelli

Anche per l'ottimizzazione delle perdite di potenza frigorifera attraverso i canali di distribuzione dell'aria negli impianti di condizionamento a tutt'aria occorre seguire le stesse regole messe in evidenza in precedenza per le reti di distribuzione dell'acqua:

- riduzione dell'estensione della rete e inserimento dei canali in locali refrigerati;
- schermaggio dall'irraggiamento solare diretto delle canalizzazioni e delle tubazioni;
- aumento della coibentazione della canalizzazione (nel caso dei sistemi di distribuzione dell'acqua refrigerata e dell'aria fredda non esistono valori di coibentazione minima fissati per legge);
- aumento della temperatura del fluido termovettore che percorre le tubazioni o i canali al fine di ridurre il salto termico con l'esterno;
- controllo della portata in circolo al fine di limitare i consumi energetici dovuti ai sistemi di ventilazione e pompaggio (ad es. adozione di impianti ad aria a portata variabile VAV).

3.2.2. Rete di distribuzione e centrale di cogenerazione

Nel caso in cui l'impianto di condizionamento sia dotato di un sistema di co/tri-generazione per la produzione dell'energia termica e frigorifera il rendimento del sottosistema di generazione, completo del sistema di accumulo, viene calcolato secondo quanto indicato nella prUNI TS 11300-4.

L'accoppiamento tra il sottosistema di generazione e il sottosistema di distribuzione è ottenuto attraverso l'utilizzo di opportuni scambiatori di calore. Di solito, in centrale termica sono presenti tanti scambiatori quanti sono gli utilizzi distinti dell'acqua calda e refrigerata che si desiderano (riscaldamento, refrigerazione, produzione acqua calda sanitaria).

In Fig. 3.2.2.1 è riportato il tipico accoppiamento tra il circuito primario e il circuito secondario legato all'utenza nel caso di impianto di riscaldamento. L'utilizzo di uno scambiatore di calore permette il disaccoppiamento fisico dei due circuiti e l'adozione di varie logiche di regolazione.

Nello schema riportato in Fig. 3.2.2.1 il controllo dello scambiatore mantiene la temperatura costante e al valore voluto alla mandata del secondario. Tale sistema è adatto per la preparazione di acqua non surriscaldata attraverso un sistema di regolazione semplice ed economico.

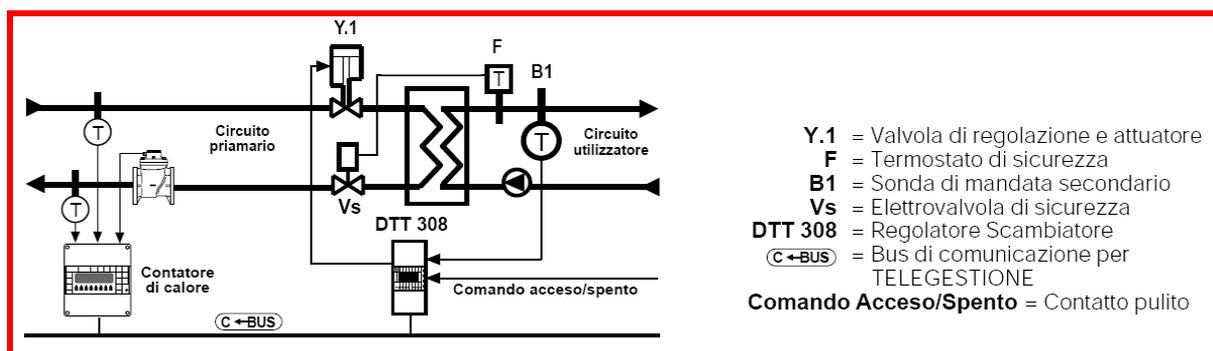


Fig. 3.2.2.1 - Accoppiamento primario-secondario: distribuzione con temperatura di mandata costante.

Lo schema di Fig. 3.2.2.1 è utilizzato anche nell'accoppiamento del sistema frigorifero centralizzato alle batterie di scambio delle UTA degli impianti di condizionamento a tutt'aria.

Complicando il sistema di regolazione con l'introduzione di una opportuna valvola a tre vie sul circuito secondario e una valvola collegata al sensore di temperatura esterna sul circuito primario, è possibile utilizzare lo stesso schema per la produzione di acqua calda sanitaria e per l'adozione della compensazione climatica per il riscaldamento al fine di variare la temperatura di mandata del circuito di riscaldamento (Fig. 3.2.2.2). Questo schema è quello tipicamente utilizzato nei satelliti per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria in impianti centralizzati multiutenza.

Il sistema è adatto alla distribuzione di acqua non surriscaldata, ma a differenza dello schema precedente, la temperatura di mandata nel circuito secondario diventa costante e prefissabile quando il bollitore debba essere alimentato per la produzione di acqua calda sanitaria, oppure variabile con la temperatura dell'aria esterna (con due valori impostabili di temperatura ambiente di set-point) quando sia il solo riscaldamento a dover essere alimentato.

Quando il sistema utilizza il bollitore (e cioè tutto l'anno) ogni satellite del sistema multiutenza è rifornito con acqua a temperatura di mandata fissata e costante. Di conseguenza, il tratto di circuito di distribuzione tra lo scambiatore primario e il singolo satellite si configura come un tipico anello chiuso operante ad alta temperatura. La temperatura di questo anello non può scendere al di sotto dei 60 °C per poter effettuare la produzione di acqua calda sanitaria, anche se il riscaldamento è realizzato con pannelli radianti a bassa temperatura.

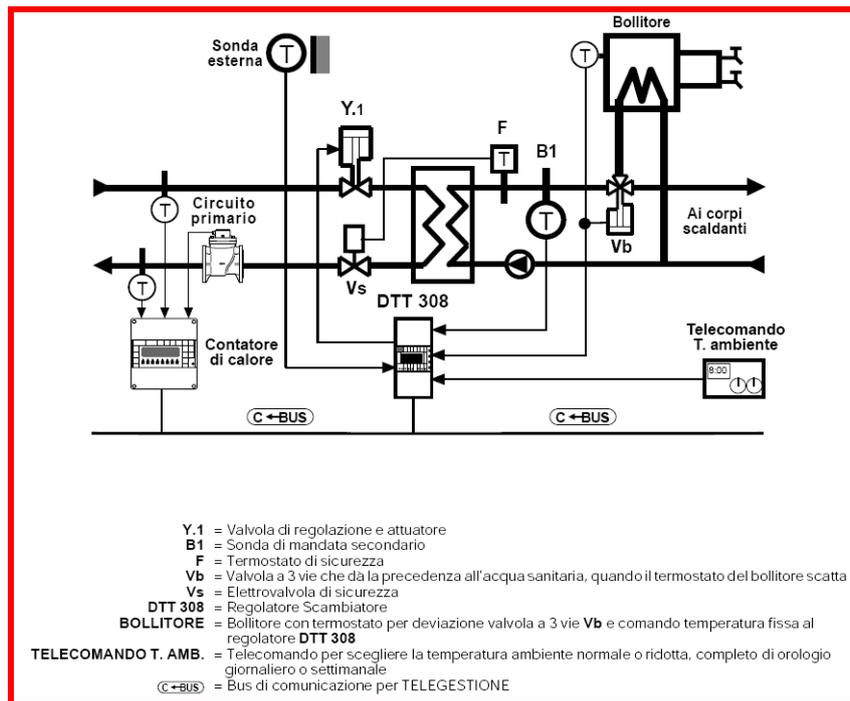


Fig. 3.2.2.2 - Accoppiamento primario-secondario: satellite per produzione ACS e riscaldamento dotato di scambiatore unico.

Questo fatto aumenta notevolmente le perdite di calore nella rete di distribuzione abbassando decisamente il valore del rendimento di distribuzione.

Tale soluzione è quindi da evitare quando si prevede una alimentazione a bassa temperatura del sistema di riscaldamento. In questo caso è bene disaccoppiare la produzione di acqua calda sanitaria dalla produzione di acqua calda per il riscaldamento.

L'uso di acqua surriscaldata nel circuito primario è compatibile con gli schemi riportati nelle Figure 3.2.2.1 e 3.2.2.2 a patto che la valvola di regolazione e il servomotore montati sul primario siano adatti all'utilizzo ad alta temperatura. In questo caso il sistema di regolazione lato primario risulta più complicato per la presenza dei sistemi di sicurezza obbligatori.

In Fig. 3.2.2.3 viene riportato lo schema di centrale di un impianto cogenerativo dove il circuito primario alimenta, attraverso due scambiatori separati, la rete di distribuzione per il riscaldamento e la rete di distribuzione dell'acqua calda sanitaria. Lo scambiatore previsto lato acqua calda sanitaria è uno scambiatore ad accumulo al fine di limitare gli interventi del primario a seguito del consumo spot di acqua calda sanitaria lato secondario. Nei sistemi centralizzati multiutenza questo schema corrisponde all'adozione di satelliti dotati di doppio scambiatore nelle singole utenze. In questo modo si risolve il problema del disaccoppiamento del livello di temperatura sui due circuiti secondari ed è possibile gestire la produzione acqua calda sanitaria e l'alimentazione di circuiti di riscaldamento a bassa temperatura. Tuttavia l'alimentazione degli scambiatori per acqua calda sanitaria richiede che la rete di alimentazione fino al satellite continui a lavorare ad elevata temperatura durante tutto l'anno.

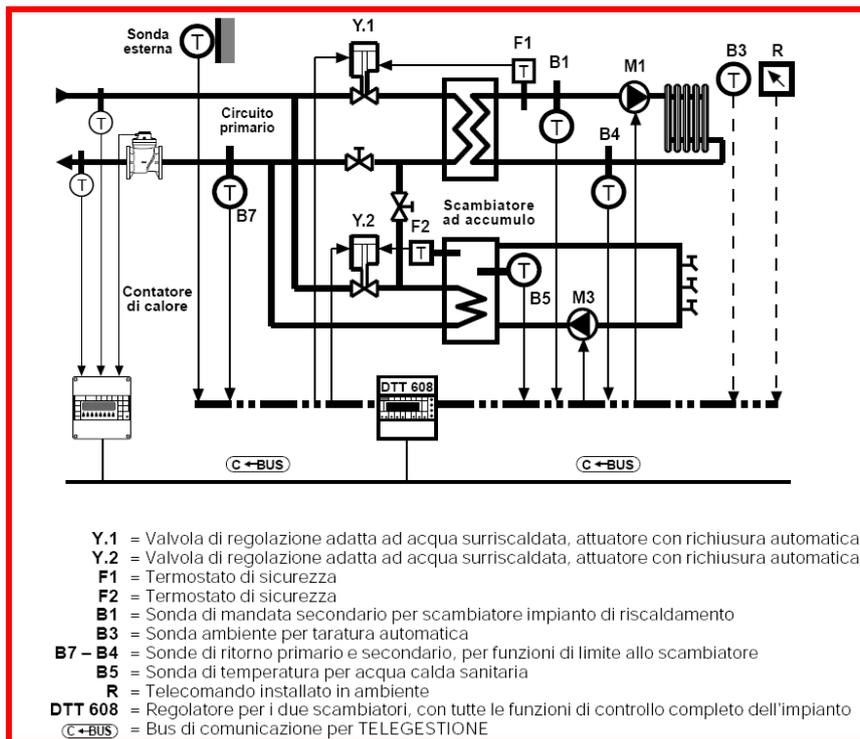


Fig. 3.2.2.3 - Accoppiamento primario-secondario: satellite per produzione ACS e riscaldamento dotato di due scambiatori separati.

Lo scambiatore ad accumulo sul lato acqua calda sanitaria può essere sostituito con uno scambiatore istantaneo e da un bollitore separato (Fig. 3.2.2.4). In questo caso, nei sistemi multiutenza centralizzati, il bollitore è decentrato in prossimità dell'utenza insieme allo scambiatore per il riscaldamento, mentre lo scambiatore per acqua calda sanitaria si trova in centrale termica.

Per la distribuzione di acqua calda prodotta dal cogeneratore si può concludere che è in genere preferibile disaccoppiare la produzione di acqua calda sanitaria dalla distribuzione di acqua calda per il riscaldamento. In questo modo è possibile gestire valori di temperatura molto diversi tra acqua calda sanitaria e riscaldamento senza realizzare anelli a temperatura costante caratterizzati da elevate perdite di calore stagionali (cioè bassi rendimenti di distribuzione, anche inferiori a 0.5, come si vedrà nel prossimo paragrafo).

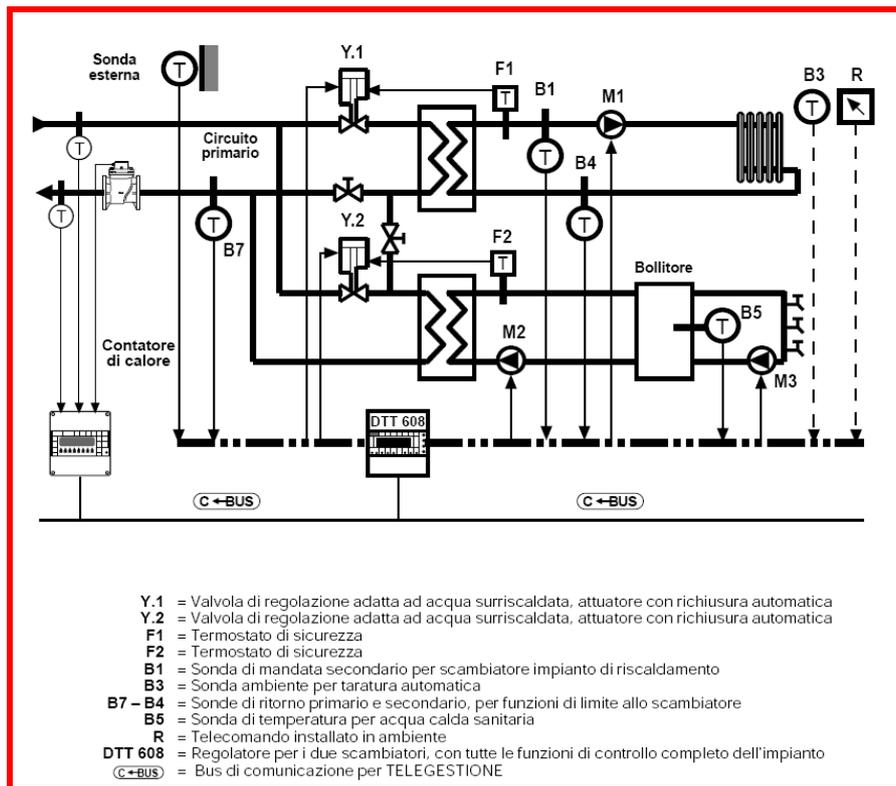


Fig. 3.2.2.4 - Accoppiamento primario-secondario: satellite per produzione ACS e riscaldamento dotato di scambiatore per riscaldamento e bollitore ACS.

3.2.3. Ottimizzazione della rete di distribuzione

Negli impianti di micro-cogenerazione dedicati alla fornitura di calore di un sistema multiutenza occorre evitare che le perdite associate alla rete di distribuzione diventino eccessive. Da quanto descritto in precedenza questo vuol dire che bisogna eliminare tutti gli anelli funzionanti a temperatura elevata durante l'intero anno.

A titolo di esempio si consideri l'impianto di riscaldamento e produzione ACS riportato in Fig. 3.2.3.1. In questo impianto il sistema di cogenerazione alimenta uno scambiatore di centrale (A) attraverso il quale si produce acqua calda lato secondario con una temperatura di mandata fissa pari a 80 °C.

L'acqua di mandata viene inviata tramite la rete di distribuzione ai satelliti (B) presenti in ogni utenza, che si compongono di una valvola a tre vie, comandata dal termostato ambiente, per il rifornimento dei radiatori e da uno scambiatore istantaneo (C) per la produzione di acqua calda sanitaria. In inverno, l'alimentazione dei radiatori avviene attraverso la valvola a tre vie del satellite, operante in derivazione, che invia una portata variabile di acqua calda agli emettitori in funzione della temperatura di zona. La produzione di acqua calda sanitaria avviene spillando, tramite una seconda valvola a tre vie, una portata di acqua calda dalla rete di distribuzione e inviandola allo scambiatore dove entra l'acqua fredda proveniente dall'acquedotto.

Una prima limitazione di questa tipologia di impianto è che esso ha senso solo se la temperatura di alimentazione degli emettitori e dello scambiatore istantaneo (C) per la

produzione di acqua calda sanitaria è simile (come nel caso di Fig. 3.2.3.1 dove gli emettitori sono radiatori).

Tuttavia, anche in questo caso, la rete di distribuzione che porta l'acqua calda dallo scambiatore di centrale (A) al satellite (B) è costretta ad operare tutto l'anno ad una temperatura di 80 °C, in quanto l'alimentazione dello scambiatore istantaneo non può mai interrompersi, visto che l'utilizzo dell'acqua calda sanitaria è costante anche in estate.

Ricordando che i rendimenti di distribuzione riportati dalla norma UNI TS 11300-2 (Fig. 3.2.1.5) sono calcolati per reti a temperatura variabile (80/60 °C) in mandata, in questo caso non è possibile utilizzare i valori che si trovano nella norma, in quanto il sistema lavora ad una temperatura di 80 °C fissa tutto l'anno.

Utilizzando i rendimenti pre-calcolati di Fig. 3.2.1.5 nel caso di edificio moderno di 4 piani con distribuzione a montanti verticali si può stimare un rendimento di distribuzione dell'impianto pari a 0.97; ciò corrisponde ad una perdita di circa il 3% dell'energia termica erogata dalla rete. Diversamente, da una valutazione analitica delle perdite di calore nella rete di distribuzione di Fig. 3.2.3.1, si è trovato che il rendimento di distribuzione varia notevolmente passando dal periodo di riscaldamento all'estate. Il sistema è caratterizzato da un rendimento di 0.88 in inverno e di 0.35 in estate, quando la rete di distribuzione continua a ricircolare acqua ad elevata temperatura in attesa della richiesta agli scambiatori dei satelliti di acqua calda sanitaria da parte delle utenze, con una notevolissima dispersione di energia termica (fino al 65% dell'energia erogata).

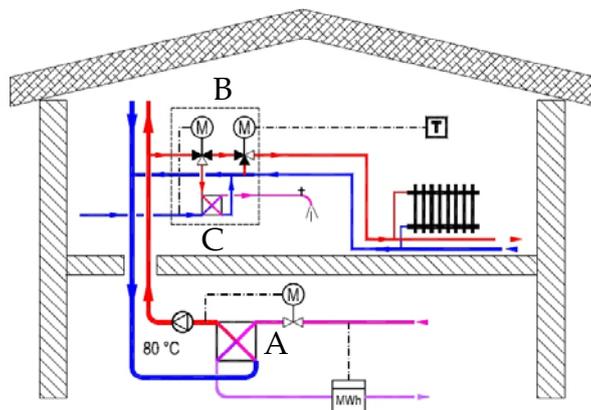


Fig. 3.2.3.1 – Cogeneratore allacciato a satelliti per il rifornimento di ACS e riscaldamento

Nel caso di edificio dotato di impianto di condizionamento estivo queste perdite vanno in parte ad aggiungersi ai carichi termici estivi e quindi determinano un maggior consumo energetico durante l'estate del sistema di condizionamento.

Dall'esempio appena illustrato è evidente come la scelta del tipo di distribuzione possa inficiare moltissimo le prestazioni energetiche complessive di un impianto di riscaldamento con cogeneratore.

La scelta dell'accoppiamento tra generatore e rete di distribuzione deve dunque essere ponderata con attenzione sulla base delle considerazioni riportate in questa relazione.

In particolare:

- occorre disaccoppiare la produzione dell'acqua calda sanitaria dall'alimentazione dei sistemi di riscaldamento, soprattutto laddove i due sistemi richiedano temperature di alimentazione molto differenti;
- occorre evitare reti a circolazione permanente di acqua ad alta temperatura; per fare ciò la produzione di acqua calda sanitaria può avvenire in maniera centralizzata ricorrendo ad un bollitore unico e ad una rete di distribuzione dell'acqua calda sanitaria con ricircolo temporizzato al fine di ridurre le perdite di calore stagionali;
- quando possibile il ricorso a sistemi di riscaldamento a bassa temperatura e l'integrazione con sistemi solari (soprattutto per la produzione di acqua calda sanitaria) possono portare ad una ottimizzazione dei consumi energetici del sistema edificio-impianto;
- laddove siano presenti utenze che richiedono una diversa temperatura di mandata dell'acqua calda (ad es. impianti a radiatori insieme ad impianti a ventilconvettori e impianti a pannelli radianti a pavimento) occorre, dove possibile, preparare l'acqua alle diverse temperature direttamente in centrale termica (e non in prossimità delle utenze) al fine di ridurre la temperatura media dell'acqua in circolo nella rete di distribuzione.

Riferimenti normativi

UNI TS 11300-1: (2008) Prestazioni energetiche degli edifici. Parte 1: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva ed invernale

UNI TS 11300-2: (2008) Prestazioni energetiche degli edifici. Parte 2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria.

UNI TS 11300-3: (2010) Prestazioni energetiche degli edifici. Parte 3: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione estiva

prUNI TS 11300-4 Prestazioni energetiche degli edifici. Utilizzo di energie rinnovabili e di altri metodi di generazione per riscaldamento ambienti e preparazione acqua calda sanitaria.

4. Valutazione delle potenzialità della cogenerazione nell'applicazione civile residenziale nello scenario europeo

Nel capitolo viene effettuata una valutazione di massima delle potenzialità di tecnologie di cogenerazione di piccola/piccolissima taglia applicate al settore civile residenziale. Infatti, mentre le applicazioni industriali dei sistemi di cogenerazione sono piuttosto diffuse, le applicazioni della cogenerazione per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici degli edifici residenziali (in particolare applicazioni fino a 5-10 kW_e), hanno attualmente un impatto certamente trascurabile, principalmente a causa di problematiche di natura tecnica [1-3], ambientale [4], economica [5] e legislativa [6], ma si rivolgono ad un mercato potenziale molto esteso: il mercato europeo delle caldaie ammonta infatti a circa 7 milioni di caldaie/anno, di cui oltre 1 milione di pezzi in Italia, per una dimensione economica di circa 1 G€ [7]. Lo scenario dei fabbisogni energetici e delle tariffe cui si fa riferimento per la valutazione delle potenzialità di tecnologie di cogenerazione di piccola/piccolissima taglia è quindi quello tipico di utenze residenziali europee.

4.1 Scenari tariffari

Lo scenario tariffario di riferimento è quello delle tariffe del gas naturale e dell'energia elettrica per utenti domestici europei. Le figure da 4.1.1 a 4.1.8 riportano le tariffe medie del gas naturale e dell'energia elettrica (al netto e al lordo delle tasse), per le varie classi di consumo riportate in Tab. 4.1.1., con riferimento al secondo semestre 2007 [<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>]. Tali tariffe non risentono quindi della crisi economico-finanziaria verificatasi nel 2008/2009, e possono quindi essere considerate sufficientemente rappresentative di uno scenario tariffario europeo di medio periodo.

Tab. 4.1.1 – Classi tariffarie di gas naturale ed energia elettrica per consumatore domestico

Classe	Consumo
<i>Gas naturale</i> [GJ/anno] ([Sm ³ /anno])	
D1	< 20 (525)
D2	20 – 200 (525 ÷ 5254)
D3	> 200 (5254)
<i>Energia elettrica</i> [kWh/anno]	
DA	< 1000
DB	1000 ÷ 2500
DC	2500 ÷ 5000
DD	5000 ÷ 15000
DE	> 15000

Per la conversione GJ -> Sm³: PCI_{GN} = 35600 kJ/Sm³

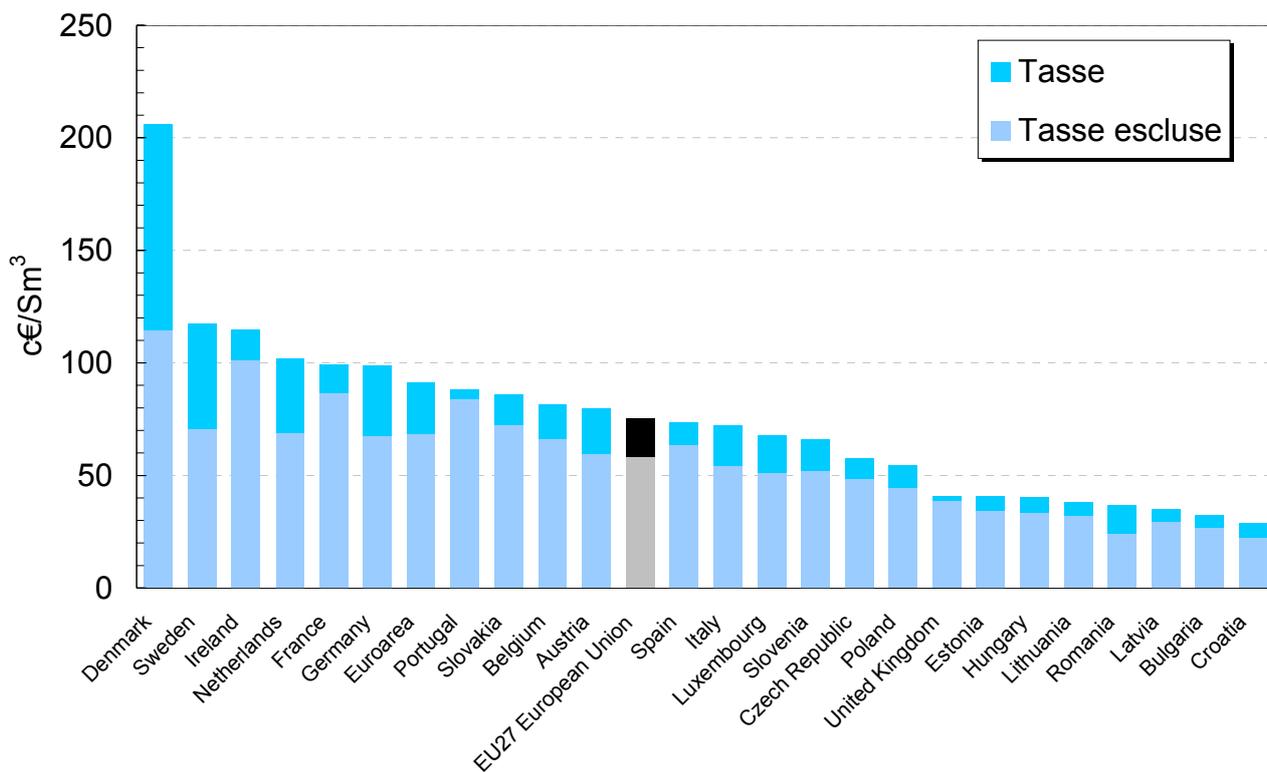


Fig. 4.1.1 – Tariffa del gas naturale per consumatore domestico in classe D1

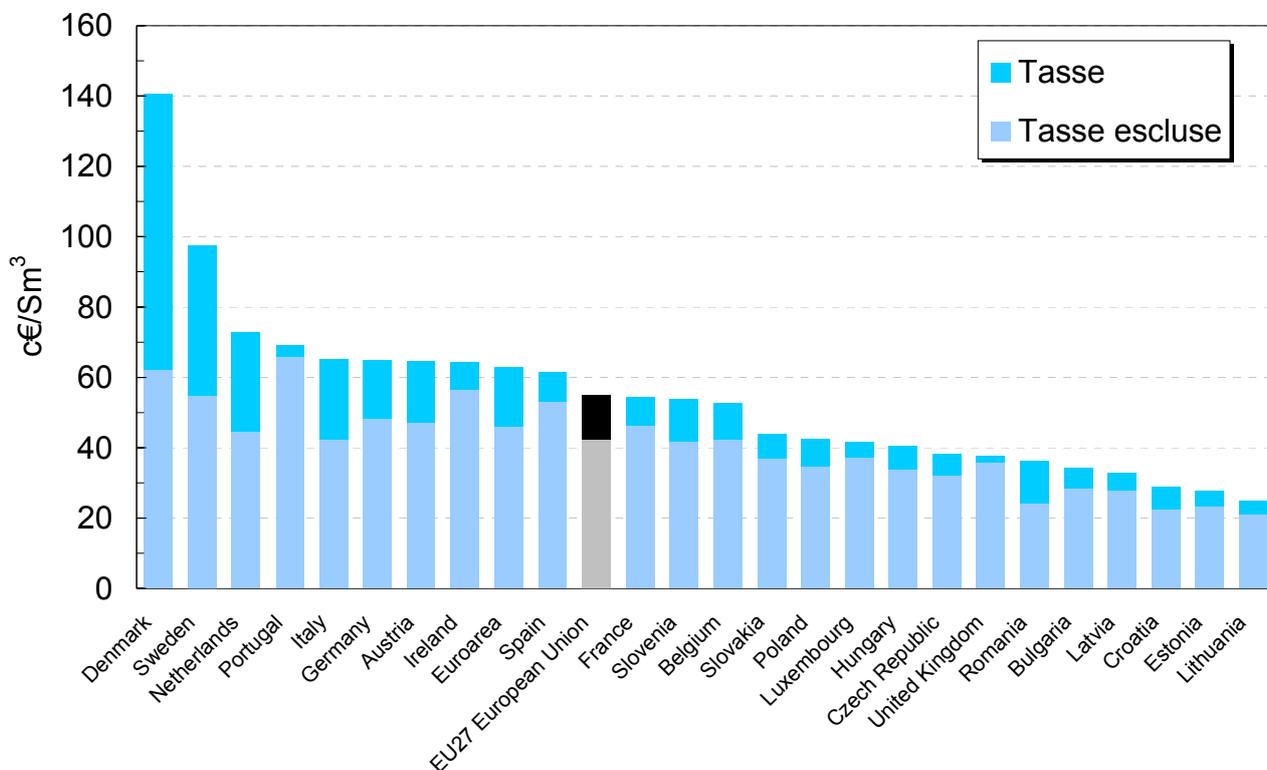


Fig. 4.1.2 – Tariffa del gas naturale per consumatore domestico in classe D2

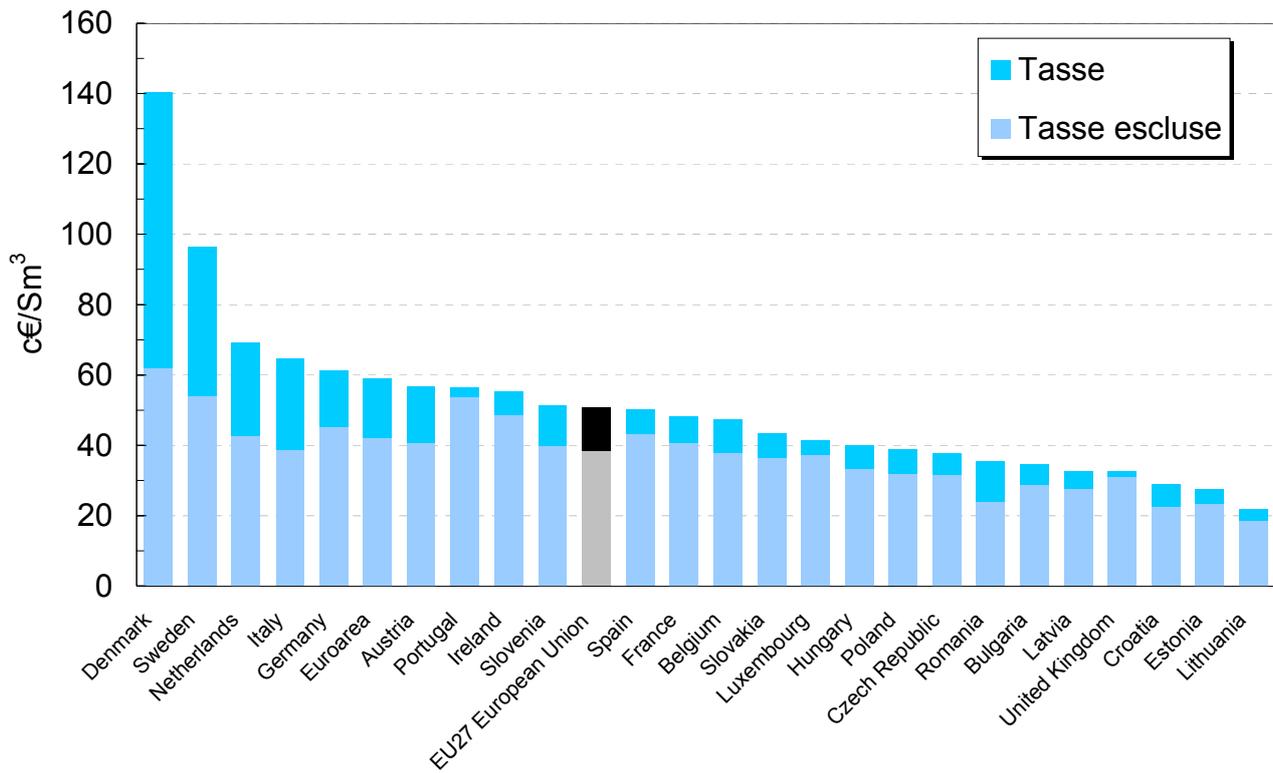


Fig. 4.1.3 – Tariffa del gas naturale per consumatore domestico in classe D3

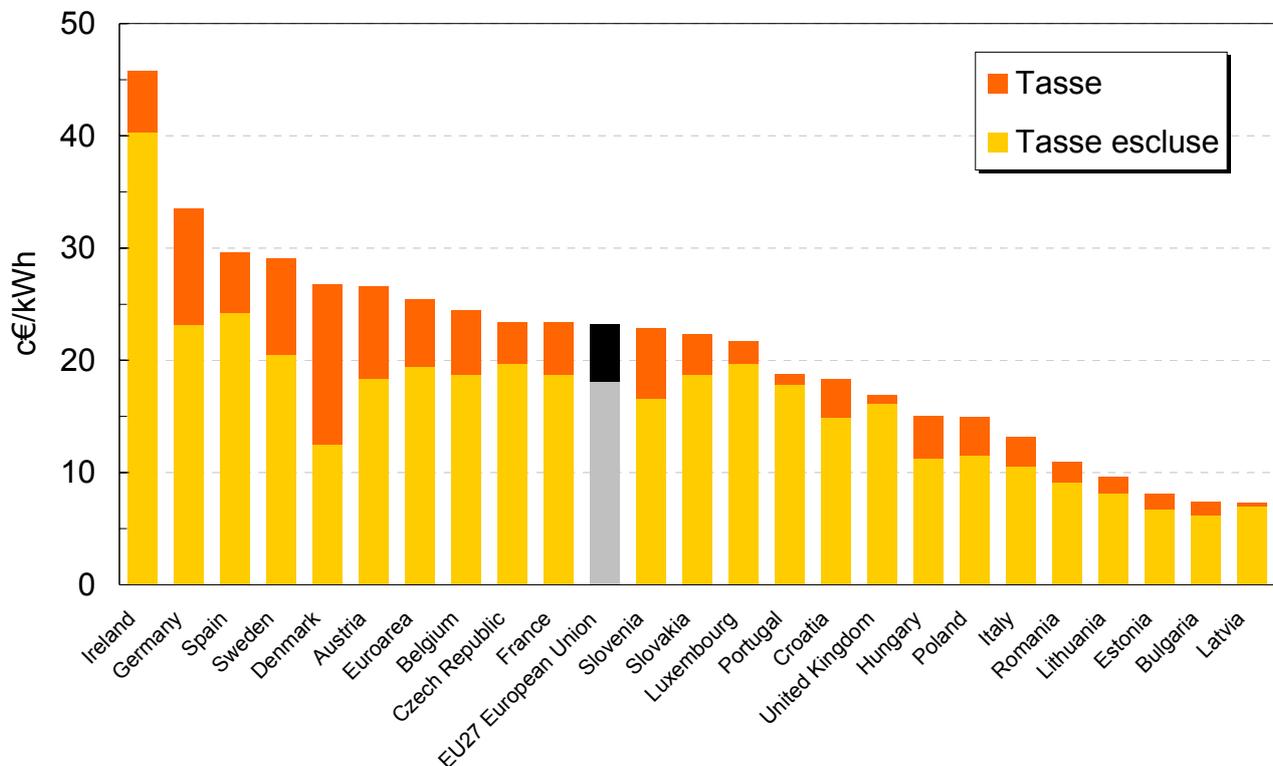


Fig. 4.1.4 – Tariffa dell'energia elettrica per consumatore domestico in classe DA

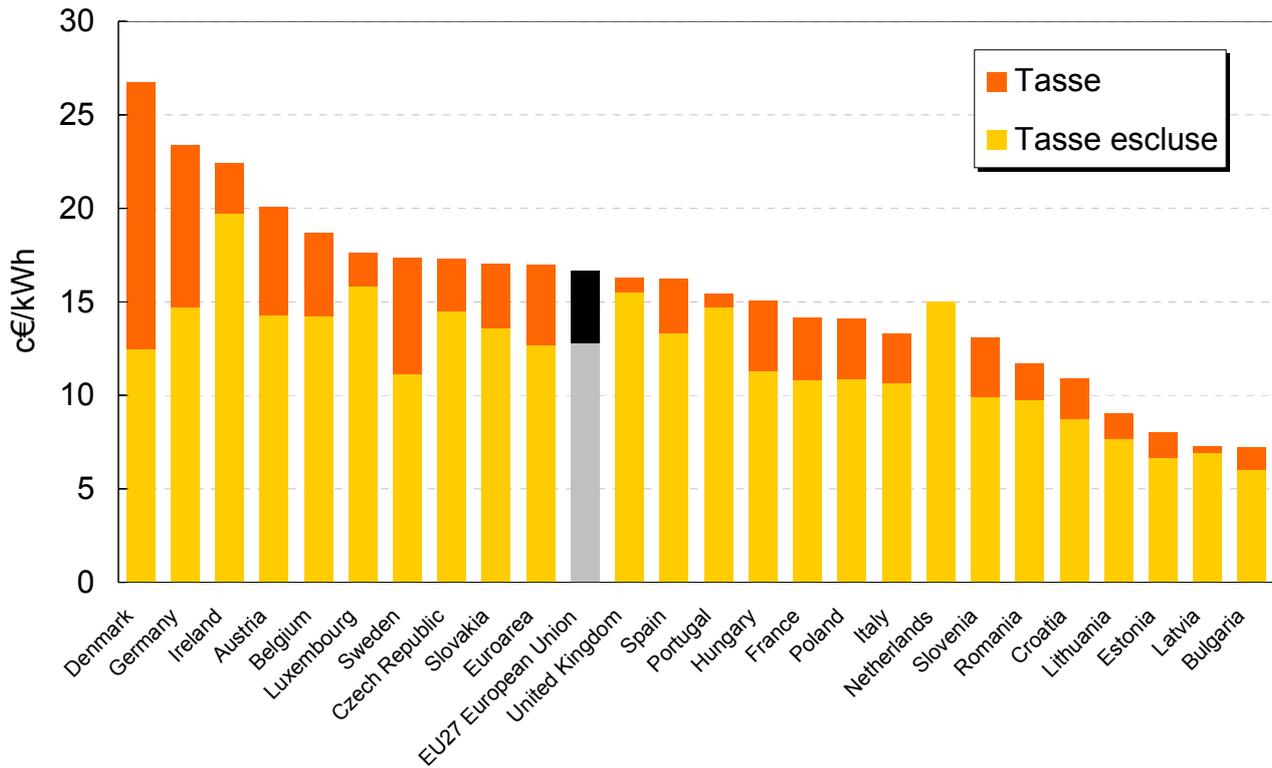


Fig.4.1.5 – Tariffa dell'energia elettrica per consumatore domestico in classe DB

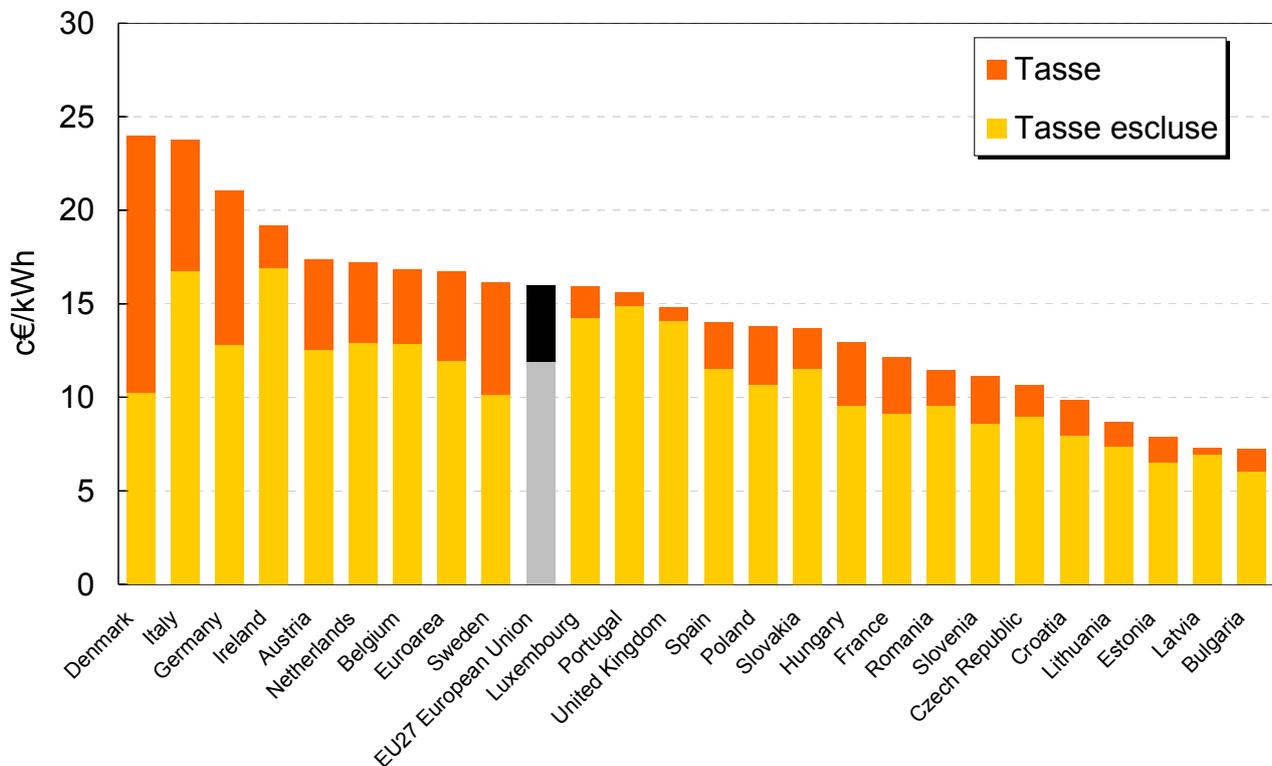


Fig. 4.1.6 – Tariffa dell'energia elettrica per consumatore domestico in classe DC

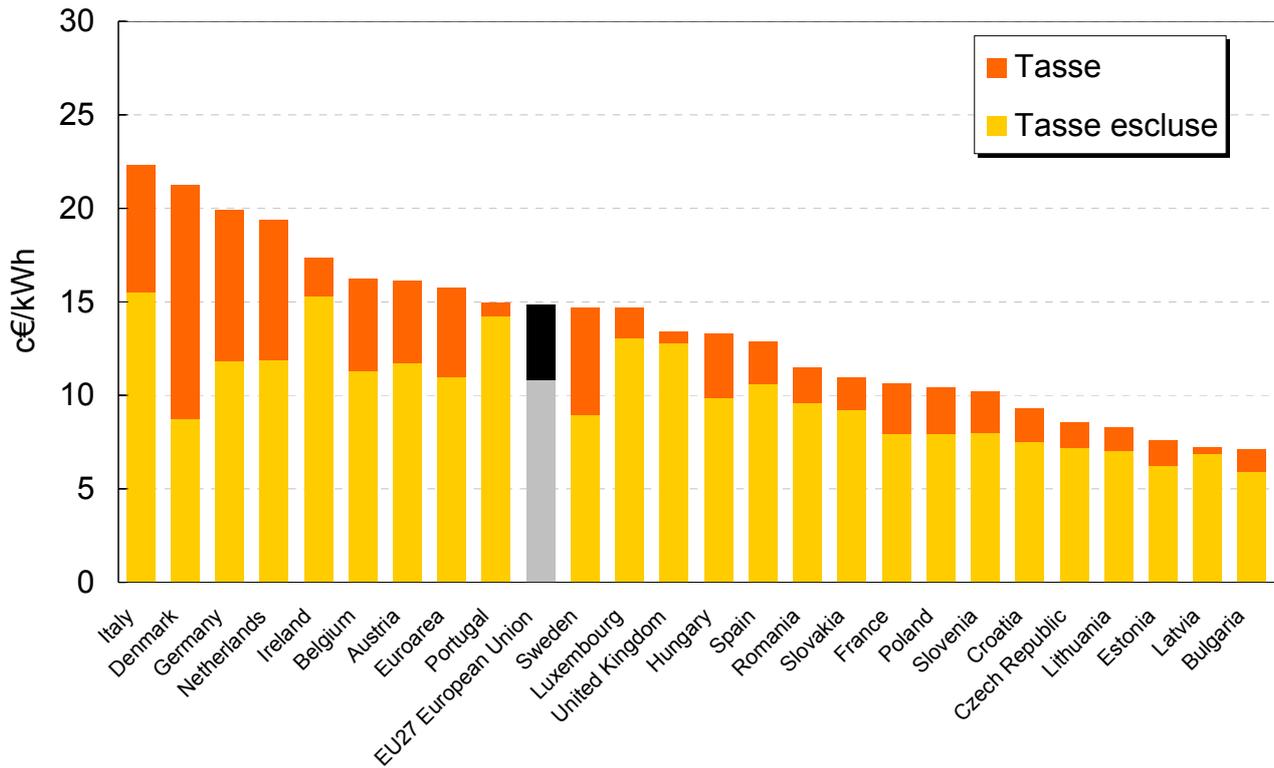


Fig.4.1.7 – Tariffa dell'energia elettrica per consumatore domestico in classe DD

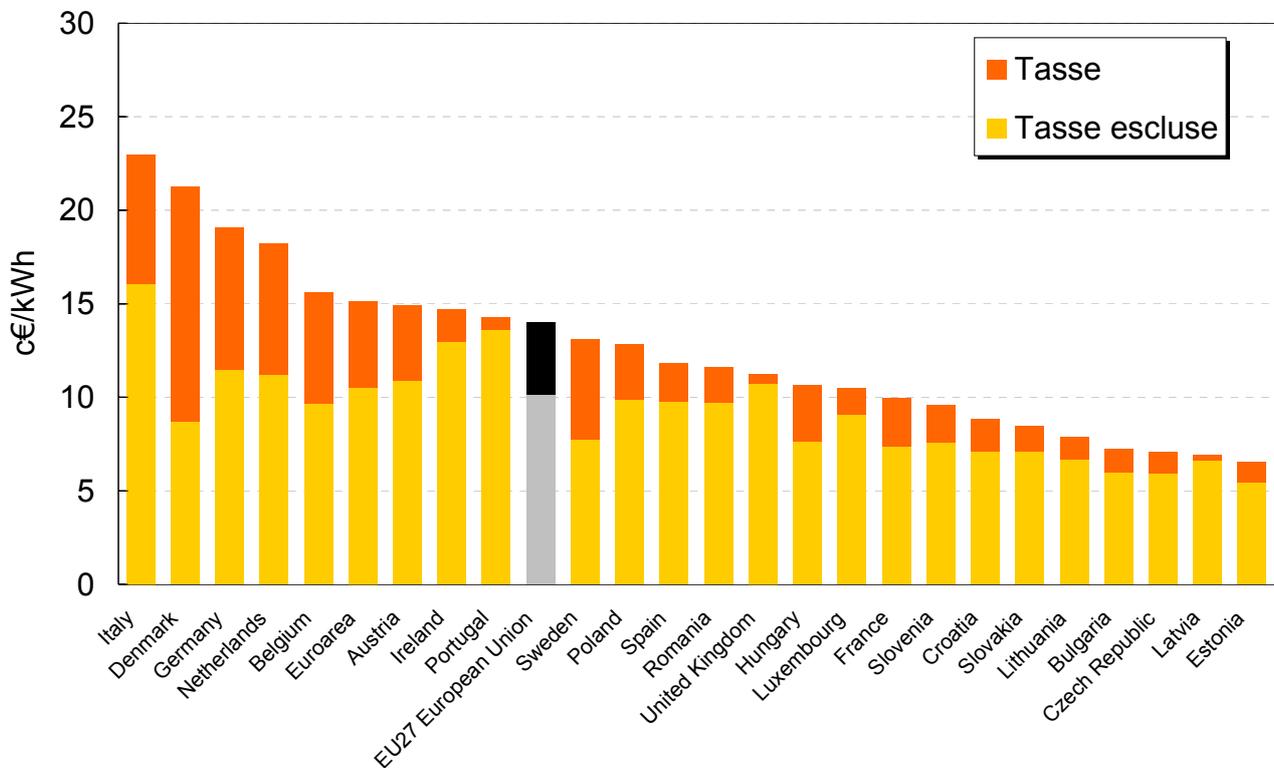


Fig. 4.1.8 – Tariffa dell'energia elettrica per consumatore domestico in classe DE

Le tariffe sono sensibilmente differenti da paese a paese e risultano differenziate anche in funzione della classe di consumo. La tariffa EU 27 permette in particolare di evidenziare come le tariffe dei vari paesi europei si pongano nei confronti della media europea.

Se si considerano le varie classi di consumo per utenti domestici europei di gas naturale (classi di consumo D1, D2 e D3) ed energia elettrica (classi di consumo DA, DB, DC, DD e DE), è possibile ragionevolmente assumere i seguenti campi di variazione delle tariffe:

- c_{GN} : (0.20 – 1.50) €/Sm³;
- c_{EE} : (0.05 – 0.50) €/kWh.

4.2 Fabbisogni energetici delle utenze civili

4.2.1 Fabbisogni termici

I principali fabbisogni di energia termica di un'utenza residenziale sono quelli per il riscaldamento (Q_H). Tali fabbisogni sono legati al fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento EP_H dalla relazione:

$$EP_H = \frac{Q_H}{A} \frac{1}{\eta_H} = \frac{q_H}{\eta_H}, \quad (4.2.1.1)$$

dove η_H rappresenta l'efficienza con cui viene prodotto il calore per il riscaldamento e A è la superficie da riscaldare.

Il fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento EP_H costituisce uno dei termini del fabbisogno totale di energia primaria di un'utenza definito da:

$$EP_{ov} = EP_H + EP_W + EP_C + EP_I, \quad (4.2.1.2)$$

dove i termini EP_W , EP_C e EP_I tengono conto rispettivamente dei contributi dovuti alla produzione di acqua calda sanitaria, al condizionamento e all'illuminazione.

Il fabbisogno annuale di energia termica per il riscaldamento Q_H (e di conseguenza EP_H) dipende principalmente da (i) zona climatica, (ii) geometria dell'edificio, (iii) scambi termici per trasmissione e ventilazione e (iv) apporti termici interni e apporti dovuti all'irraggiamento solare [8].

Le linee guida generali sull'efficienza energetica degli edifici sono state stabilite dalla Direttiva Europea 2002/91/CE [9]; il "Country Reports" [6] riporta lo stato di attuazione della direttiva nei vari stati membri.

In Fig. 4.2.1.1 sono riportati i valori limite, derivati da [6], dei fabbisogni di energia primaria per il riscaldamento EP_H di vari stati europei, validi a partire dal 1 gennaio 2010. I campi riportati si riferiscono ai valori massimi e minimi previsti da ciascuno stato (dipendenti dalla zona climatica più o meno favorevole, dalla geometria ed esposizione dell'edificio, ecc...); in figura sono anche evidenziati i valori calcolati come media aritmetica tra i due estremi del campo. Si noti che, nel caso del Belgio, è disponibile un solo valore. Si può osservare che il campo di variazione è molto ampio, ed è compreso fra circa 10 kWh/(m² anno) e 300 kWh/(m² anno). Tali valori definiscono quindi lo scenario di riferimento per i fabbisogni termici di utenze residenziali. Ad esempio, se si considera un

sistema di cogenerazione con una potenza termica specifica di 0.15 kW/m^2 , un fabbisogno termico specifico q_H di $300 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ anno})$ corrisponde a 2000 ore equivalenti di funzionamento annue.

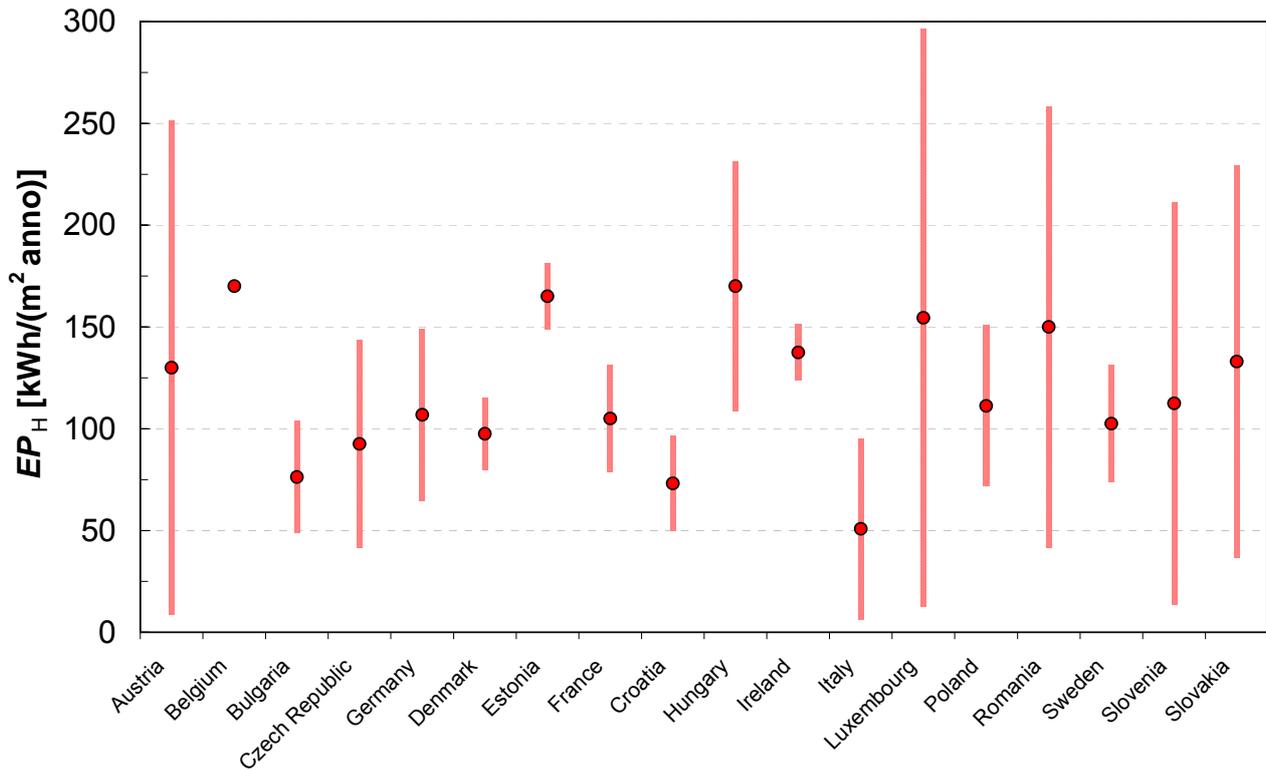


Fig. 4.2.1.1 – Valori limite del fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento EP_H per edifici residenziali validi a partire dal 1/1/2010 [6].

4.2.2 Fabbisogni elettrici

Per definire lo scenario dei fabbisogni elettrici di utenze residenziali europee sono stati effettuati vari studi [10-12], tra i quali, in particolare, il progetto ODYSSEE [12] ha permesso di evidenziare come i consumi elettrici per abitazione nel decennio 1996-2005 abbiano subito variazioni poco rilevanti (Fig. 4.2.2.1), anche se i consumi dei grandi elettrodomestici si sono ridotti. Questo è principalmente dovuto alla maggiore penetrazione delle apparecchiature elettriche, oltre che ad un loro utilizzo sempre maggiore.

Oltre ai consumi elettrici per l'illuminazione e le applicazioni elettriche, in alcuni paesi, come Norvegia e Svezia, e in misura minore in Finlandia, Francia e Irlanda, dove il costo dell'energia elettrica è basso se rapportato al costo del gas naturale, sono rilevanti i consumi elettrici per il riscaldamento. In Fig. 4.2.2.2 sono riportati i consumi elettrici per abitazione relativi all'anno 2004, suddivisi in consumi elettrici per illuminazione e applicazioni elettriche e consumi elettrici per il riscaldamento. Se si considerano i soli consumi elettrici per illuminazione e applicazioni elettriche e la superficie media delle abitazioni europee di Fig. 4.2.2.3, si ottengono i consumi elettrici specifici (in kWh/(m² anno)) per le sole illuminazione e applicazioni elettriche riportati in Fig. 4.2.2.4. Tali consumi vanno da un massimo di circa 48 kWh/(m² anno) della Finlandia a un minimo di 14 kWh/(m² anno) della Romania.

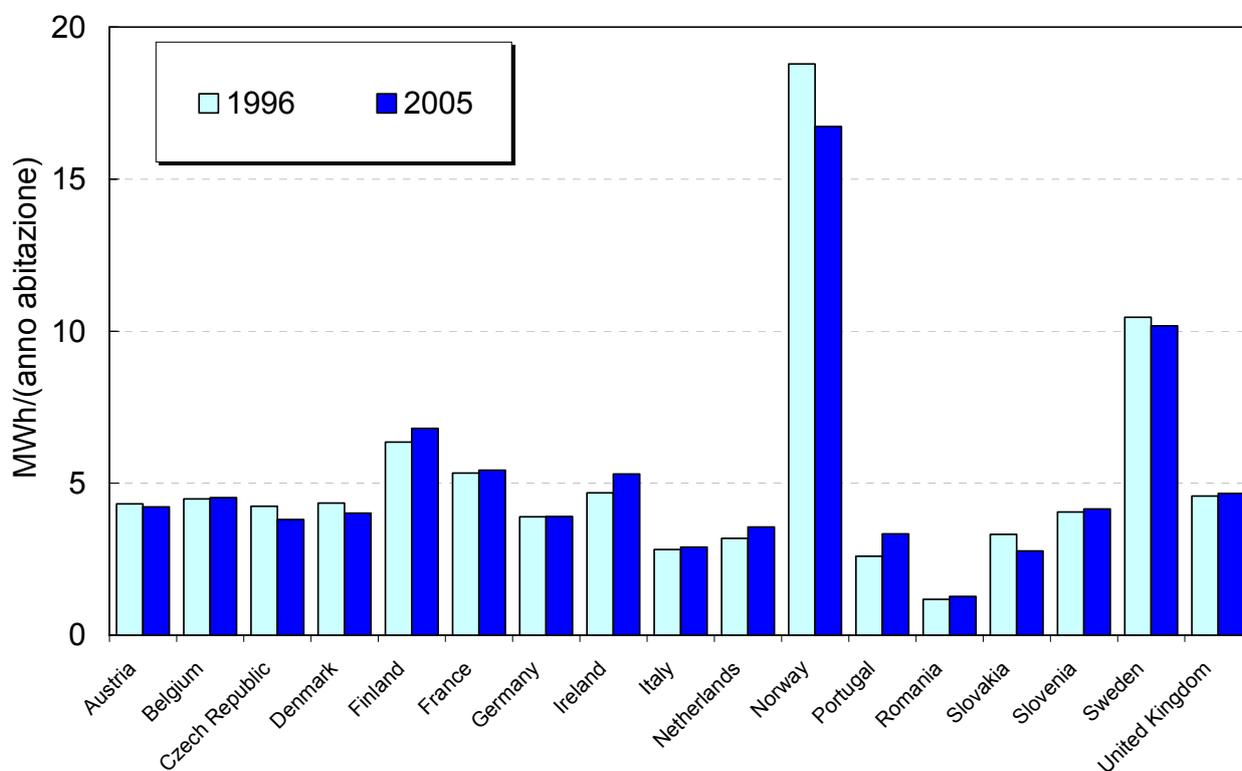


Fig. 4.2.2.1 - Consumi elettrici per abitazione nel decennio 1996-2005 [12].

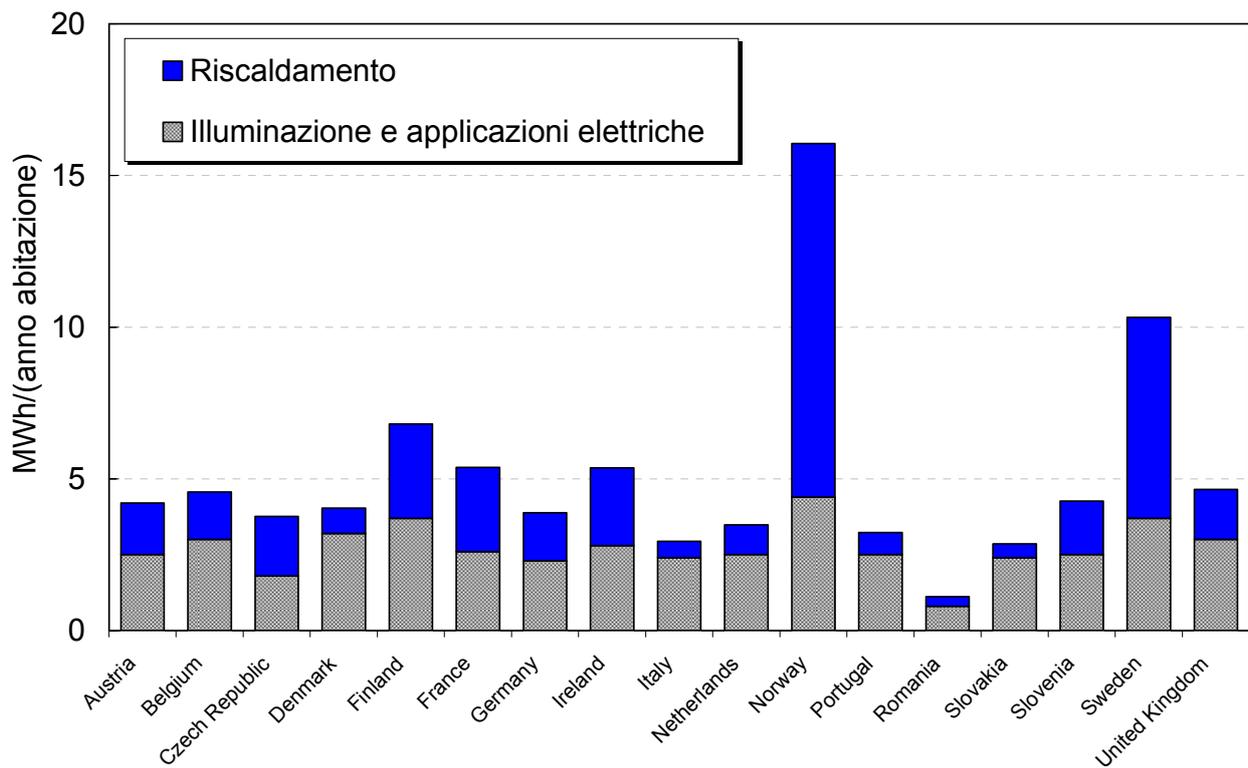


Fig. 4.2.2.2 - Consumi elettrici per abitazione (anno 2004) suddivisi in consumi elettrici per illuminazione e applicazioni elettriche e consumi elettrici per il riscaldamento [12].

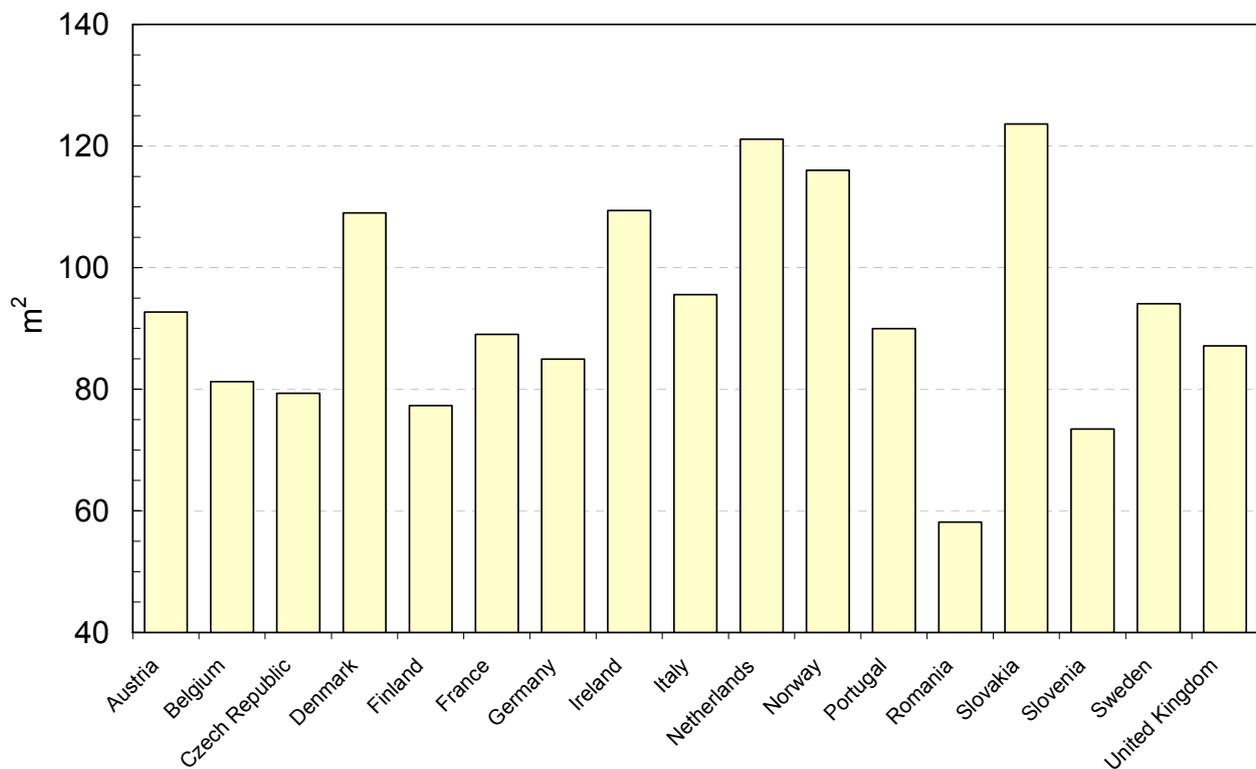


Fig. 4.2.2.3 - Superficie media delle abitazioni [12].

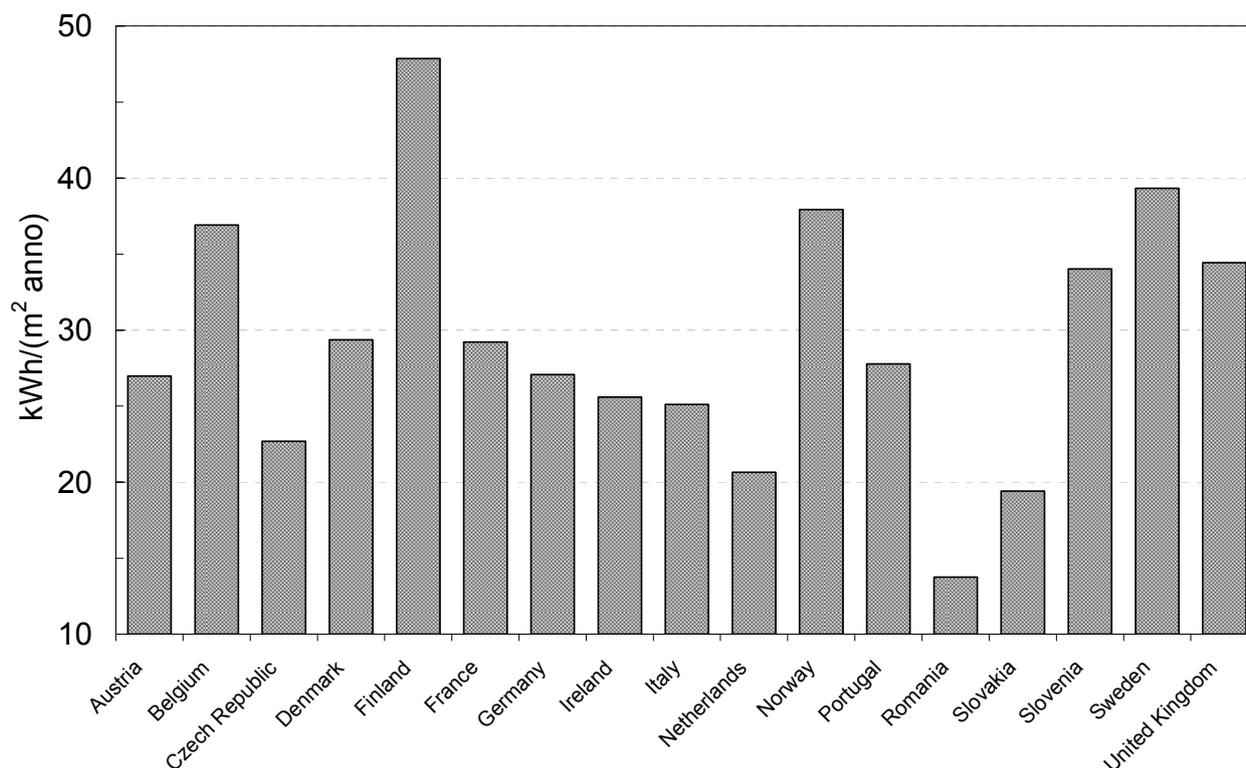


Fig. 4.2.2.4 - Consumi elettrici specifici per illuminazione e applicazioni elettriche (anno 2004) [12].

Per una stima più accurata dei fabbisogni elettrici nel settore civile residenziale in Italia si può fare riferimento ai risultati dello studio effettuato dall'eERG del Politecnico di Milano nell'ambito del progetto MICENE [11], risultati che forniscono le curve di carico di elettrodomestici e apparecchi di illuminazione determinate mediante una campagna di misurazioni su 110 abitazioni italiane (superficie media 107,6 m²; numero medio di occupanti 3,7 persone). Da tale studio risulta un fabbisogno elettrico specifico di circa 24 kWh/(m² anno), in linea con quanto riportato in Fig. 4.2.2.4, i cui dati derivano da [12].

4.3 Fattibilità tecnico economica

4.3.1 Metodologia

Analisi economica.

L'analisi economica illustrata in questo capitolo consiste nella determinazione del tempo per recuperare i costi aggiuntivi del sistema di cogenerazione rispetto ad una caldaia tradizionale di pari potenzialità termica. Infatti, il sistema di cogenerazione è visto come un'alternativa alla caldaia, così che la sua installazione permette di evitare tutti i costi (sia di installazione che operativi) correlati con la caldaia.

Per sistema di cogenerazione è da intendersi il sistema costituito dal cogeneratore propriamente detto, da un sistema di accumulo termico opportunamente dimensionato e da un'eventuale caldaia integrativa. La caldaia integrativa, è sempre necessaria in

abbinamento con cogeneratori caratterizzati da valori del rapporto $C = P_e/P_t$ tra potenza elettrica e potenza termica abbastanza elevati, come quelli basati sui motori alternativi a combustione interna. La caldaia integrativa potrebbe invece, in alcuni casi, essere evitata qualora il valore del rapporto $C = P_e/P_t$ che caratterizza il cogeneratore sia basso, come nel caso dei micro-cogeneratori TPV o anche dei micro-cogeneratori basati sui cicli Rankine e sul motore a ciclo Stirling.

Dato che tutte le tecnologie di micro-cogenerazione prese in considerazione non sono attualmente diffuse sul mercato (alcune di queste saranno disponibili solo a breve termine), l'attuale costo specifico degli esemplari in commercio e dei prototipi in circolazione risulta molto elevato ed è difficile stimare quale potrebbe essere il loro prezzo di mercato, una volta che queste dovessero diffondersi. Per questo motivo l'analisi economica è stata effettuata parametrizzando gli effetti sulla remuneratività del sistema ai costi aggiuntivi del sistema di cogenerazione rispetto ad una caldaia tradizionale di pari potenzialità termica.

Il tempo di ritorno dell'investimento è stato valutato come il tempo necessario per annullare il valore attuale netto (VAN) dell'investimento, definito come:

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{F_i}{(1+r)^i}, \quad (4.3.1.1)$$

dove I rappresenta il costo dell'investimento ($I = c_{add} \cdot P_t$), r è il tasso di sconto (assunto nelle analisi uguale al 5 %) e F_i è il flusso di cassa all'anno i .

Il flusso di cassa F_i è stato, a sua volta, valutato con la relazione:

$$F_i = E_e (c_{EE} - c_{man}) - \frac{\left(E_c - \frac{E_t}{\eta_{sc} \eta_c} \right)}{PCI_{GN}} c_{GN}, \quad (4.3.1.2)$$

dove:

- E_e è l'energia elettrica prodotta annualmente dal sistema di cogenerazione,
- c_{EE} è la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta,
- c_{man} è il costo specifico di manutenzione del sistema micro-cogenerativo (assunto nelle analisi pari a 0.01 €/kWh),
- E_c è l'energia immessa annualmente con il combustibile nel sistema di cogenerazione,
- il prodotto $\eta_{sc} \eta_c$ è il rendimento medio annuo della caldaia sostituita dal sistema di cogenerazione,
- il rapporto $E_t/(\eta_{sc} \eta_c)$ è l'energia del gas naturale che la caldaia sostituita dal sistema di cogenerazione avrebbe consumato in un anno,
- c_{GN} è il costo specifico del gas naturale.

Il flusso di cassa è quindi la differenza tra il ricavo dovuto all'energia elettrica prodotta annualmente, $E_e (c_{EE} - c_{man})$, e il costo del gas naturale consumato in eccesso dal sistema di cogenerazione rispetto alla caldaia tradizionale. In realtà, il costo specifico del gas naturale per il cogeneratore può risultare diverso dal costo specifico del gas naturale per la caldaia sostituita dal sistema di cogenerazione. In Italia, ad esempio, il costo specifico del gas naturale per il cogeneratore gode di una minore aliquota IVA e della *defiscalizzazione* su

una quota parte del gas, pari a 0.25 Sm^3 per ogni kWh di energia elettrica prodotta. Questo fatto può comportare che, ad un aumento del consumo di gas naturale con la cogenerazione rispetto alla caldaia tradizionale, corrisponda una riduzione del costo per il gas naturale, così che la differenza tra il costo del gas naturale per il cogeneratore e il costo del gas naturale consumato dalla caldaia tradizionale diventa negativo, andando a sommarsi (invece che sottrarsi) al ricavo conseguente all'energia elettrica prodotta.

La valutazione delle potenzialità delle tecnologie di cogenerazione applicate al settore civile residenziale italiano viene illustrata nel cap. 5. Si può comunque tener conto in modo semplice della *defiscalizzazione* su una quota parte del gas naturale, in quanto l'effetto della *defiscalizzazione* corrisponde ad un "ricavo" proporzionale all'energia elettrica prodotta: infatti, come detto, 0.25 Sm^3 di gas naturale per ogni kWh di energia elettrica prodotta vengono *defiscalizzati*, cioè vengono gravati da accisa per generazione elettrica invece che da accisa per usi civili, con un risparmio di circa 0.20 €/Sm^3 , corrispondente a circa $0.25 [\text{Sm}^3/\text{kWh}] \times 0.20 [\text{€/Sm}^3] = 0.05 [\text{€/kWh}]$. Indicando con def_{GN} il risparmio specifico (per Sm^3 di gas naturale) dovuto al passaggio da accisa per usi civili ad accisa per generazione elettrica, si può quindi tener conto della *defiscalizzazione* su una quota parte del gas naturale andando a sostituire nell'espressione 4.3.1.2 a CEE il termine:

$$(CEE)_{\text{equivalente}} = CEE + 0.25 def_{GN} \quad (4.3.1.3)$$

Modello del sistema cogenerativo.

Per la simulazione del funzionamento del sistema cogenerativo si è utilizzato un approccio sistemico. In particolare il sistema cogenerativo, schematizzato nella Fig. 4.3.1.1, è stato modellizzato nel modo seguente:

- si sono valutate le perdite nel sistema di combustione tramite il rendimento di combustione η_c ;
 - si è considerata, tramite il coefficiente ε in Fig. 4.3.1.1, la possibilità che una frazione della potenza sviluppata dalla combustione by-passi il sistema di conversione dell'energia e sia direttamente utilizzata per produrre potenza termica utile (come nel caso di cogeneratori basati sul motore a ciclo Stirling e sui cicli Rankine);
 - si è modellizzato il sistema di conversione dell'energia tramite il suo rendimento η_{SE} ;
 - si è valutata la potenza elettrica prodotta P_e tramite il rendimento elettrico η_e , definito come
- $$\eta_e = \eta^* \eta_{SE} \varepsilon \eta_c, \quad (4.3.1.4)$$

dove il rendimento η^* tiene conto dei seguenti contributi, che dipendono dalla particolare tecnologia adottata dal sistema cogenerativo:

- per il motore alternativo a combustione interna, per il motore a ciclo Stirling e per i cicli Rankine η^* è il prodotto del rendimento meccanico η_m , del rendimento del generatore elettrico η_{ge} e del rendimento η_{au} , che tiene conto della potenza spesa per eventuali ausiliari; un valore tipico di η^* per queste tecnologie è circa $0.75 [1]$;
- per i sistemi TPV, η^* è il rendimento η_{inv} dell'inverter, necessario per la

conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta; un valore tipico di η_{inv} è circa 0.90;

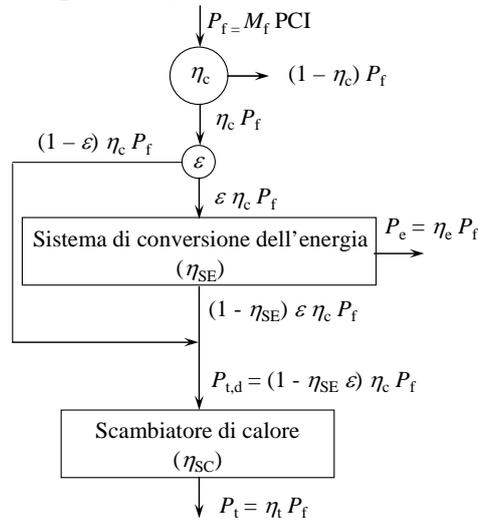


Fig. 4.3.1.1 - Modello schematico del sistema cogenerativo.

- si è valutata la potenza termica disponibile $P_{t,d}$ che può essere convertita in potenza termica utile come somma della potenza termica scaricata dal sistema di conversione dell'energia e della frazione di potenza termica sviluppata dalla combustione che ha by-passato il sistema di conversione dell'energia;
- si è valutata la potenza termica P_t utilmente recuperata dal sistema di cogenerazione tramite il rendimento η_t , definito come:

$$\eta_t = \eta_{SC}(\eta_c - \eta_{SE}\epsilon\eta_c) = \eta_{SC}(\eta_c - \eta_e/\eta^*) \quad (4.3.1.5)$$

I valori dei rendimenti elettrici e termici η_e e η_t dipendono, oltre che dalla tecnologia adottata per il sistema cogenerativo, dalle condizioni ambientali e dal carico a cui funziona il sistema cogenerativo. I valori assunti per i rendimenti nelle successive analisi illustrate in questo capitolo sono da considerarsi valori medi annuali.

Assunzioni.

A causa della molteplicità e dell'ampia variazione possibile dei parametri che influenzano la remuneratività dei sistemi micro-cogenerativi analizzati, quali, i fabbisogni energetici, i rendimenti del sistema cogenerativo, la sua tecnologia, la sua taglia, il suo costo e lo scenario tariffario, si è effettuata un'analisi di sensibilità finalizzata a determinare l'effetto dei principali parametri sulla remuneratività del sistema.

In particolare, in Tab. 4.3.1.1 sono riportati i valori dei rendimenti del sistema cogenerativo assunti per l'analisi parametrica e i valori del rapporto $C = P_e/P_t$ tra potenza elettrica e potenza termica che ne conseguono.

I valori assunti per i rendimenti sono da considerarsi valori medi annuali rappresentativi di un'ampia casistica di micro-cogeneratori di taglia fino a 10 kW di potenza elettrica. In particolare:

- i valori assunti per i rendimenti di combustione $\eta_c = 99.5 \%$ e dello scambiatore di calore $\eta_{sc} = 93.0 \%$ forniscono un valore del prodotto $\eta_c \eta_{sc} = 92.5 \%$ che rappresenta il tipico rendimento medio annuo di una caldaia a condensazione [13];
- i sistemi micro-cogenerativi TPV sono rappresentabili da valori del rendimento elettrico η_e fino al 10 % abbinati a valori di $\eta^* = \eta_{inv} = 90 \%$ [1], mentre i sistemi micro-cogenerativi basati sul motore alternativo a combustione interna, sul motore a ciclo Stirling e sui cicli Rankine hanno rendimenti elettrici η_e che tipicamente sono compresi tra 10 % e 25 %, ma con valori di $\eta^* = 75 \%$ [1].

Si è inoltre ipotizzato che sia sempre presente un sistema di accumulo termico opportunamente dimensionato e che il micro-cogeneratore sia esercito in modalità ON/OFF, senza modulazione del carico e senza la possibilità di dissipare l'energia termica prodotta. Pertanto il rapporto tra le potenze, che sono da considerarsi anch'esse potenze medie annue di funzionamento, coincide con il rapporto delle energie, cioè $C = P_e/P_t = E_e/E_t$.

Tab. 4.3.1.1 - Valori medi annui dei rendimenti assunti per l'analisi parametrica e conseguente rapporto $C = P_e/P_t$

η_c [%]	η_{sc} [%]	η^* [%]	η_e [%]	η_t [%]	η_u [%]	$C = P_e/P_t$
		90.0	5.0	87.4	92.4	0.057
			10.0	82.2	92.2	0.122
99.5	93.0		10.0	80.1	90.1	0.125
		75.0	15.0	73.9	88.9	0.203
			25.0	61.5	86.5	0.407

4.3.2 Risultati

Le analisi effettuate, di cui si riportano i risultati, forniscono l'energia termica che deve essere prodotta annualmente dal sistema cogenerativo (e quindi le ore equivalenti di funzionamento annuale a pieno carico) per ripagare in dieci anni un costo addizionale $C_{add} = 100 \text{ €/kW}_t$ del sistema micro-cogenerativo rispetto ad una caldaia tradizionale di pari potenzialità termica, in funzione del costo del gas naturale e della valorizzazione dell'energia elettrica. In particolare, la valorizzazione dell'energia elettrica dipende da vari fattori, quali lo scenario tariffario, la fascia oraria di produzione e la contemporaneità della produzione e del consumo.

Nelle Figure 4.3.2.1 e 4.3.2.2 viene evidenziata, rispettivamente per le due potenze termiche specifiche p_t di 0.10 kW/m² e 0.15 kW/m² e per un costo addizionale C_{add} di 100 €/kW_t, la differenza, a pari rendimento elettrico $\eta_e = 10 \%$, tra le due macro-categorie di sistemi micro-cogenerativi, caratterizzate rispettivamente da $\eta^* = 90 \%$ e $\eta^* = 75 \%$.

Le analisi effettuate mostrano che gli effetti del costo addizionale c_{add} , della taglia termica specifica p_t e del rendimento elettrico η_e sono lineari con q_H (fabbisogno termico specifico per il riscaldamento), nel senso che, ad un aumento di c_{add} o di p_t , q_H aumenta proporzionalmente, mentre ad un aumento di η_e , q_H cala in modo inversamente proporzionale.

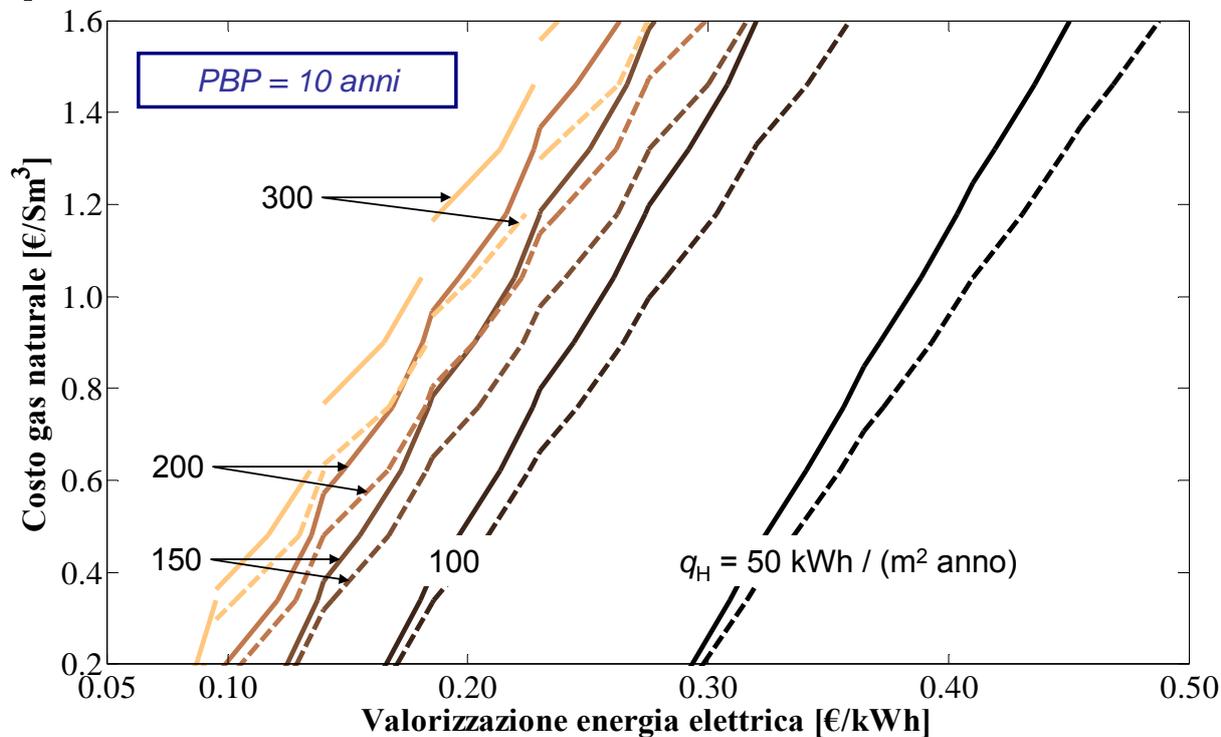


Fig. 4.3.2.1 - Influenza della tecnologia (potenza termica specifica $p_t = 0.10 \text{ kW/m}^2$, costo addizionale $c_{add} = 100 \text{ €/kW}_t$):

- linea continua: $\eta_e = 10\%$, $\eta^* = 90\%$;
- linea tratteggiata: $\eta_e = 10\%$, $\eta^* = 75\%$;

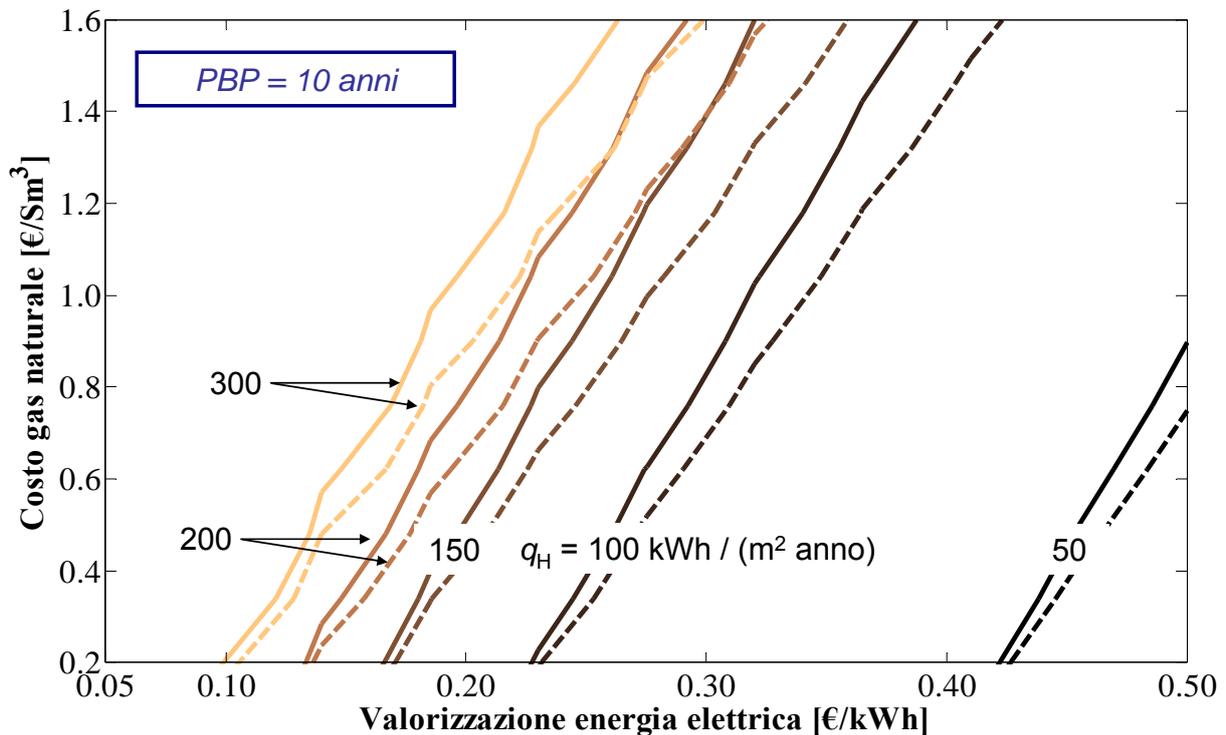


Fig. 4.3.2.2 - Influenza della tecnologia (potenza termica specifica $p_t = 0.15 \text{ kW/m}^2$, costo aggiuntivo $C_{add} = 100 \text{ €/kW}_t$):
 - linea continua: $\eta_e = 10 \%$, $\eta^* = 90 \%$;
 - linea tratteggiata: $\eta_e = 10 \%$, $\eta^* = 75 \%$;

Le Figure 4.3.2.3, 4.3.2.4 e 4.3.2.5 forniscono risultati significativi per sistemi micro-cogenerativi basati rispettivamente su generatori TPV, sul motore a ciclo Stirling o sui cicli Rankine e sui motori alternativi a combustione interna.

A titolo esemplificativo, con riferimento alla Fig. 4.3.2.1, un micro-cogeneratore basato sul motore a ciclo Stirling o sui cicli Rankine con taglia termica specifica di $0.10 \text{ kW}_t/\text{m}^2$, che abbia rendimento elettrico 10% , rendimento termico 80% e che debba soddisfare un fabbisogno termico specifico di $100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ anno})$, per poter ripagare in dieci anni un costo aggiuntivo di 100 €/kW_t rispetto ad una caldaia tradizionale di pari potenzialità termica con un costo del gas naturale di 0.60 €/Sm^3 , dovrebbe avere una remunerazione dell'energia elettrica prodotta superiore a circa 0.22 €/kWh . In altre parole, se si considera un'abitazione di 100 m^2 con un fabbisogno termico di $10000 \text{ kWh}/\text{anno}$ e un cogeneratore della potenza termica di 10 kW_t con rendimento elettrico 10% e rendimento termico 80% , per poter ripagare in dieci anni un costo aggiuntivo rispetto ad una caldaia tradizionale di 1250 € , con un costo del gas naturale di 0.60 €/Sm^3 , la remunerazione dell'energia elettrica prodotta dovrebbe essere superiore a circa 0.22 €/kWh .

Si tenga presente che, se si vuole tener conto della *defiscalizzazione* operata in Italia su una quota parte del gas naturale utilizzato dal cogeneratore, pari a 0.25 Sm^3 per ogni kWh di energia elettrica prodotta, per quanto detto al par. 4.3.1, è sufficiente utilizzare come valorizzazione dell'energia elettrica la $(C_{EE})_{equivalente}$ definita dall'espressione (4.3.1.3).

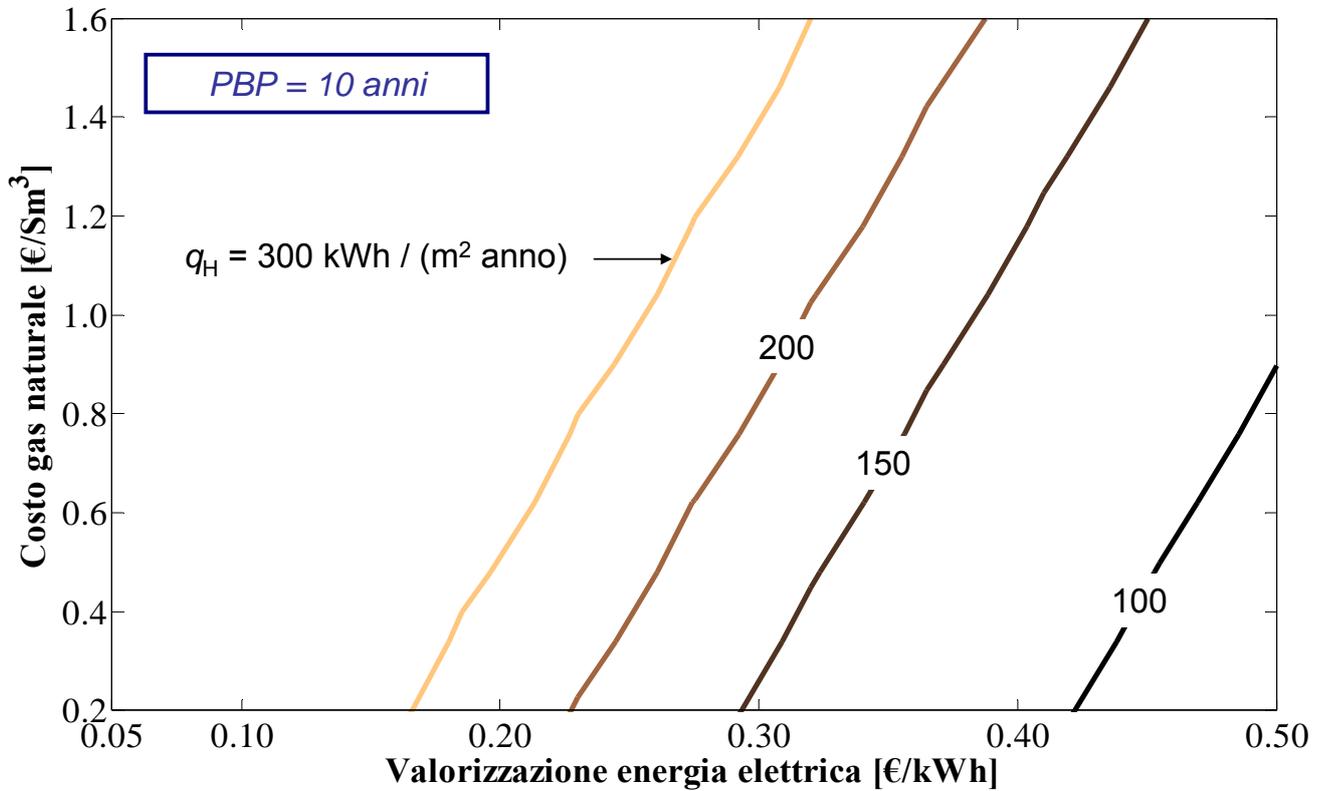


Fig. 4.3.2.3 - Micro-cogeneratore TPV: $\eta_e = 5 \%$, $\eta^* = 90 \%$
(potenza termica specifica $p_t = 0.15 \text{ kW/m}^2$, costo aggiuntivo $c_{add} = 100 \text{ €/kW}_t$)

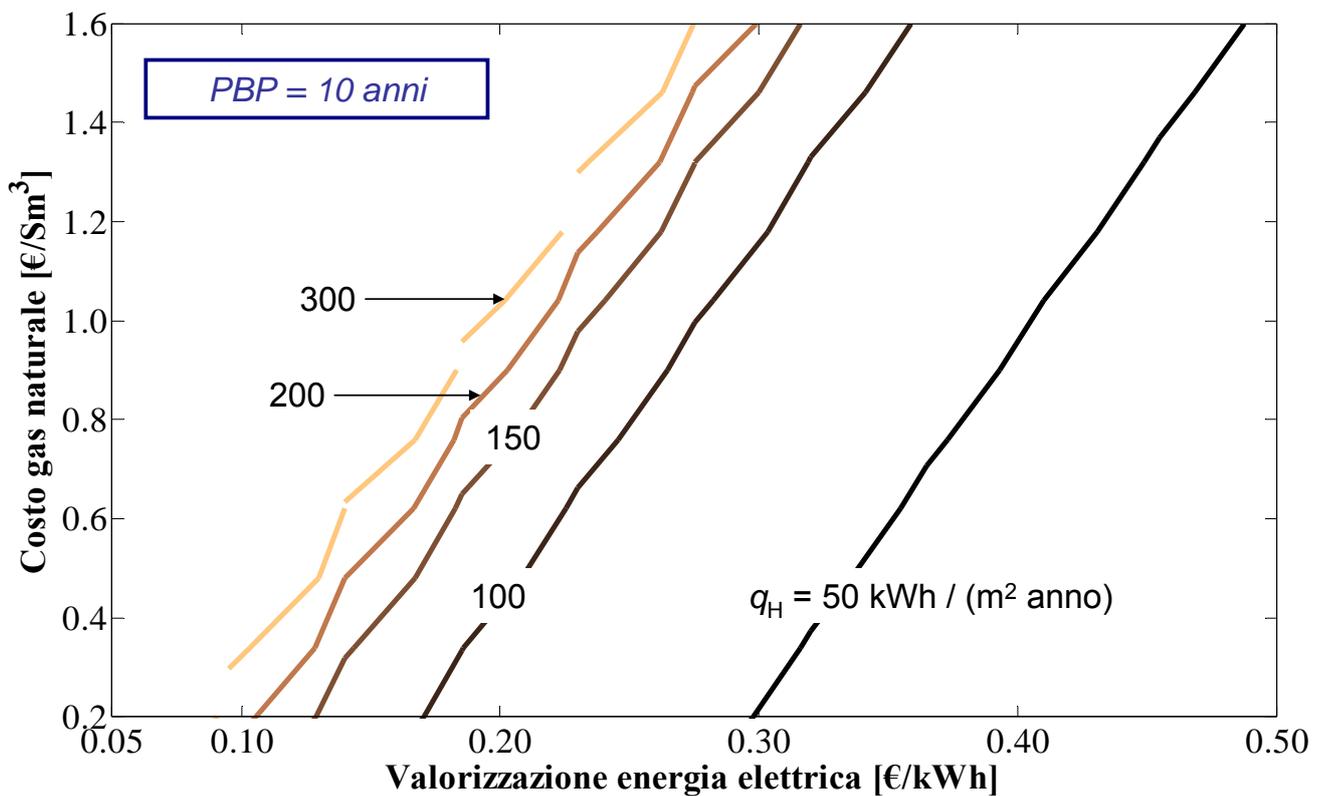


Fig. 4.3.2.4 - Micro-cogeneratore basato sul motore a ciclo Stirling o sui cicli Rankine: $\eta_e = 15\%$, $\eta^* = 75\%$ (potenza termica specifica $p_t = 0.15 \text{ kW/m}^2$, costo aggiuntivo $c_{add} = 100 \text{ €/kWt}$)

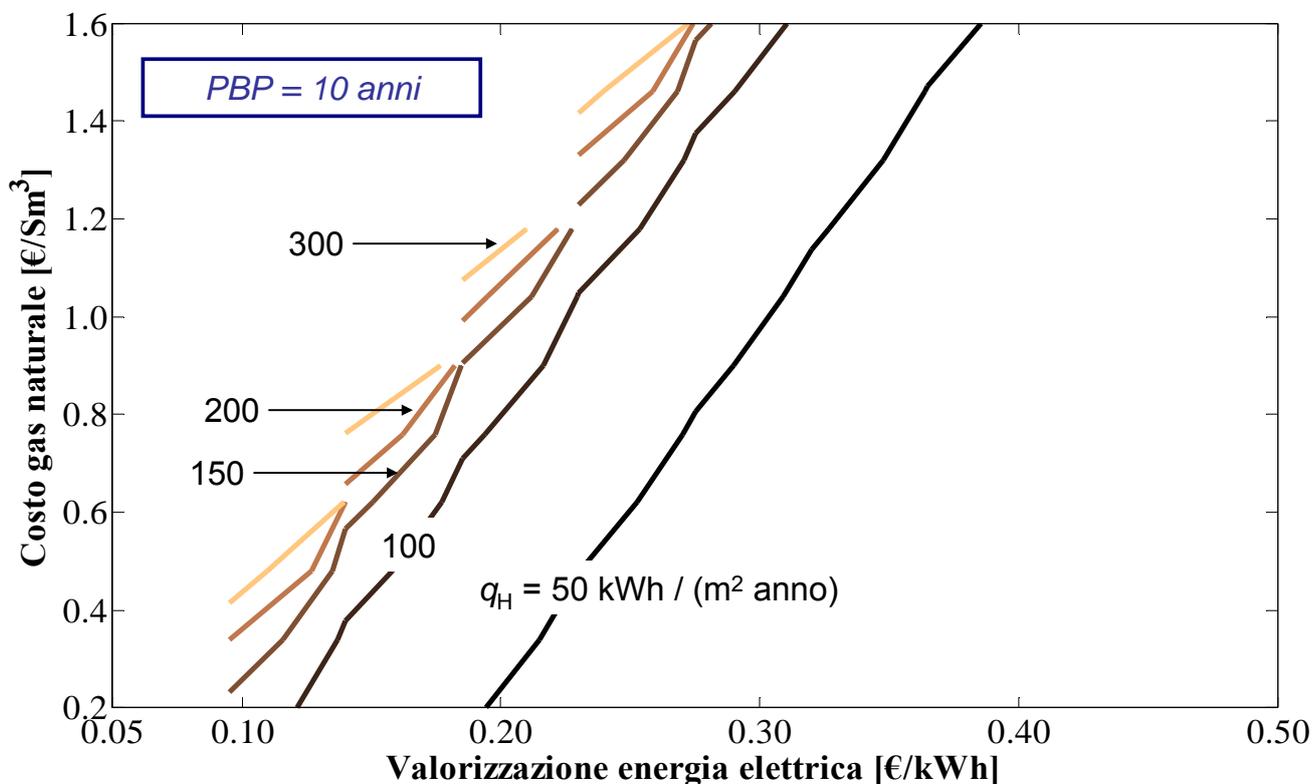


Fig. 4.3.2.5 - Micro-cogeneratore basato sul motore alternativo a combustione interna: $\eta_e = 25\%$, $\eta^* = 75\%$ (potenza termica specifica $p_t = 0.15 \text{ kW/m}^2$, costo aggiuntivo $c_{add} = 100 \text{ €/kWt}$)

Bibliografia

- [1] Bianchi, M., Spina, P. R., Tomassetti, G., Forni, D., Ferrero, E., 2009, "Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e del terziario", Report RSE/2009/18, <http://www.elettrotecnologie.enea.it/index.php/cogenerazione.html>
- [2] Mago, P. J., et al., 2006, "Modeling of Micro-Cooling, Heating, and Power (Micro-CHP) for Residential or Small Commercial Building Applications", ASME IMECE2006-13558.
- [3] Bertani, A., et al., 2006, "Management of Low Voltage Grids with High Penetration of Distributed Generation: concepts, implementations and experiments", Proc. of CIGRE, Paris.
- [4] Peacock, A.D., and Newborough, M., 2005, "Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO2 emissions", Applied Thermal Engineering, vol. 25, pp. 2653–2676.
- [5] Gullì, F., 2006, "Small Distributed Generation Versus Centralized Supply: a Social Cost-Benefit Analysis in the Residential and Service Sectors", Energy Policy, 34, pp. 804–832.
- [6] EPBD Buildings Platform, "Country Reports 2008", ISBN 2-930471-29-8.
- [7] Assotermica - European Heating Industry, 2007, "Studio Statistico 2007".

- [8] ISO 13790:2008.
- [9] Direttiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- [10] ADEME, CCE, CRES, Odense Elforsyning Net A/S, Politecnico di Milano, Servizi Territorio, ENERTECH, 2002, "End-use metering campaign in 400 households of the European Community - Assessment of the Potential Electricity Savings", Project EURECO, http://www.eerg.it/index.php?p=Progetti_-_MICENE
- [11] eERG Politecnico di Milano, 2004, "Misure dei Consumi di ENergia Elettrica in 110 abitazioni Italiane - Curve di carico dei principali elettrodomestici e degli apparecchi di illuminazione", Progetto MICENE, http://www.eerg.it/index.php?p=Progetti_-_MICENE
- [12] ADEME, Intelligent Energy Europe, 2009, "Energy Efficiency Trends and Policies in the Household & Tertiary sectors in the EU 27", ODYSSEE/MURE Project, <http://www.odyssee-indicators.org/publications/PDF/brochures/buildings.pdf>.
- [13] Persson, T., and Ronnelid, M., Increasing solar gains by using hot water to heat dishwashers and washing machines, *App. Therm. Eng.*, 27, pp. 646-657, 2007.

LISTA SIMBOLI

A	superficie dell'abitazione, m^2
C	$E_e/E_t, P_e/P_t$
c	costo specifico, €/kWh o €/Sm ³
def_{GN}	risparmio specifico dovuto alla <i>defiscalizzazione</i> del gas naturale, €/Sm ³
E	energia, kWh
EP	prestazione energetica, kWh/(m ² anno)
F	flusso di cassa, €/anno
H_{anno}	ore annuali di funzionamento, h/anno
I	investimento, €
i	indice
M_f	portata in massa di combustibile, kg/s
N	numero di anni per il calcolo del VAN, anno
p	potenza specifica, kW/m ²
P	potenza, kW
PBP	tempo di ritorno dell'investimento, anno
PCI	potere calorifico inferiore, kWh/Sm ³
q	fabbisogno termico annuo per unità di superficie, kWh/(m ² anno)
Q	fabbisogno termico annuo, kWh/anno
r	tasso di sconto
VAN	valore attuale netto, €

Simboli greci

η	rendimento
η^*	rendimento uguale a $\eta_m \cdot \eta_{eg} \cdot \eta_{aux}$ (Stirling, cicli Rankine e motori alternativi a combustione interna) o a η_{inv} (TPV)

ε frazione di energia (potenza) che produce direttamente energia (potenza) termica utile by-passando il sistema di conversione dell'energia

Apici e pedici

au	ausiliari
add	addizionale
c	combustione
C	condizionamento
d	disponibile
e	elettrico
EE	energia elettrica
f	combustibile
ge	generatore elettrico
GN	gas naturale
H	riscaldamento
inv	inverter
l	illuminazione
m	meccanico
man	manutenzione
SC	scambiatore di calore
SE	sistema di conversione dell'energia
t	termico
u	totale
W	acqua calda sanitaria

5 Prestazioni dei sistemi cogenerativi nell'applicazione civile residenziale nello scenario italiano

I dati prestazionali di targa dei cogeneratori di cui al cap. 2 sono relativi al funzionamento nominale, a prescindere dalla specifica applicazione e senza considerare che, nel corso dell'esercizio, non sempre un cogeneratore è chiamato ad entrare in funzione; al contrario potrebbe rimanere spento, a seconda dell'utenza a cui è asservito e del momentaneo manifestarsi o meno delle relative richieste energetiche (termiche ed elettriche), che in generale avranno intensità variabile nel tempo (a seconda dell'orario del giorno ed a seconda della stagione). In questo capitolo vengono analizzate le prestazioni energetico/economiche delle diverse tecnologie di micro-cogenerazione attualmente disponibili in alcuni scenari di impiego nell'ambito civile residenziale; tali scenari sono rappresentativi delle tipiche condizioni in cui si può pensare di installare un cogeneratore in ambito civile residenziale, cioè supponendo che sia al servizio di una abitazione monofamiliare o di un complesso di appartamenti.

In particolare, come verrà descritto nel seguito, la curva di richiesta di energia termica caratteristica dell'utenza costituisce la base di partenza per la valutazione delle prestazioni del cogeneratore nel caso applicativo. Tale richiesta di energia è univocamente ricostruibile sulla base di alcuni parametri oggettivi legati allo specifico caso (dimensioni delle unità abitative, caratteristiche dell'involucro, zona climatica), ma per alcuni aspetti, quale in particolare la distribuzione oraria dei carichi, è generalizzabile a prescindere dal singolo caso specifico di abitazione.

Infine, per valutare le effettive prestazioni del cogeneratore è essenziale la scelta delle modalità di gestione del cogeneratore stesso, che dipendono sia dalle curve di richiesta, sia dall'eventuale presenza di sistemi di accumulo dell'energia, come verrà messo in luce nel seguito.

Nel capitolo vengono calcolati gli indici di prestazione energetica in assetto cogenerativo e le prestazioni economiche ottenibili, negli scenari individuati, con diversi cogeneratori, in confronto alla produzione separata di elettricità e di calore. Per quanto i risultati di un'analisi economica siano sempre legati ad aspetti contingenti, quali le effettive tariffe ed i costi dei componenti del sistema cogenerativo, l'analisi è stata impostata in modo tale da ottenere un quadro più generalizzabile possibile alla luce dello scenario attuale italiano; la valutazione svolta vuole fornire indicazioni che siano di guida per l'utilizzatore della tecnologia nel caso in cui debba valutare la convenienza delle diverse soluzioni di cogenerazione.

5.1 Configurazione del sistema cogenerativo integrato alle reti elettrica e di distribuzione del calore di un'utenza civile

Nell'analisi delle prestazioni si considera un sistema cogenerativo come quello rappresentato in Fig. 5.1. Tale configurazione, che prevede l'interfaccia con le reti elettrica

e di distribuzione del calore, costituisce l'assetto di sistema più generale e più comune nell'applicazione della cogenerazione per utenze civili. In questo sistema le richieste termiche vengono soddisfatte dal cogeneratore, che è collegato anche ad un sistema di accumulo dell'energia termica. Nel serbatoio può essere immagazzinata una frazione dell'energia prodotta dal cogeneratore, in modo da poter essere utilizzata in determinati periodi di eccesso di richiesta termica rispetto alla potenzialità del cogeneratore. Si prevede anche una caldaia integrativa che compensi ulteriori picchi di richiesta non soddisfatti con il sistema costituito dal cogeneratore più l'accumulo. La figura mostra inoltre che il cogeneratore fornisce energia elettrica che può essere indirizzata all'utenza oppure, nel caso di surplus tra produzione e richiesta, alla rete elettrica. Infine, se la richiesta elettrica è superiore a quella fornita dal cogeneratore, la rete fornisce la quota parte di energia elettrica corrispondente alla differenza tra richiesta e produzione. Pertanto la rete si comporta come sistema di accumulo di energia elettrica e come sistema di integrazione al tempo stesso.

Con un tale assetto, che comprende l'interfaccia con le reti elettrica e di distribuzione del calore, l'accumulo e la caldaia integrativa, si può inoltre supporre che il sistema cogenerativo venga esercito in modalità ON/OFF, senza modulazione del carico (che in molti sistemi implica una riduzione dell'efficienza elettrica) e senza la possibilità di dissipare l'energia termica prodotta, per un numero di ore all'anno che dipende dalla modalità di gestione del sistema stesso. In particolare, si suppone che il sistema funzioni secondo una logica "termico segue", che consiste nel soddisfare prioritariamente la richiesta termica istantanea con il cogeneratore, e la produzione elettrica seguirà di conseguenza (in base al rapporto tra potenza elettrica e termica caratteristico del cogeneratore). Un tale sistema può dunque funzionare senza dissipazioni di calore, per cui tutta l'energia termica recuperabile su base oraria dal cogeneratore viene utilizzata inviandola direttamente alle utenze oppure immagazzinandola nell'accumulo; qualora l'energia termica prodotta su base oraria dal cogeneratore risulti eccessiva rispetto alla somma della capacità residua del serbatoio e della richiesta termica oraria, il sistema cogenerativo viene spento.

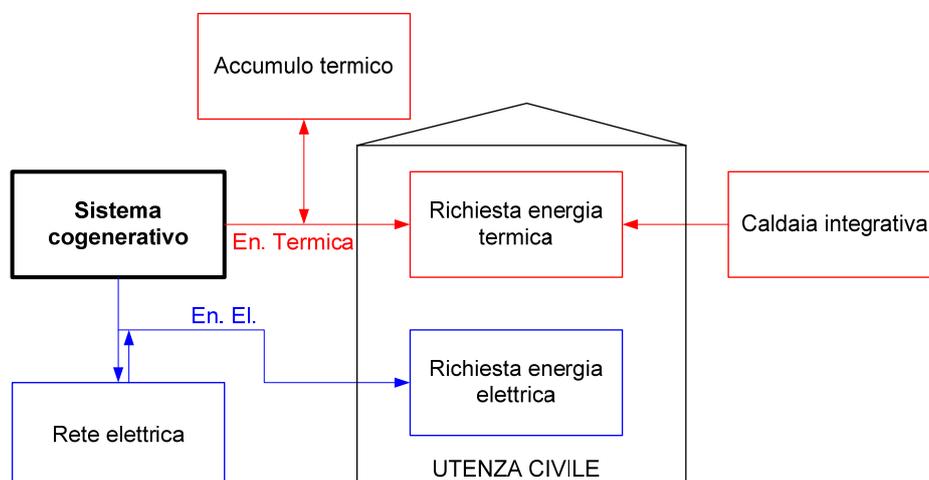


Fig. 5.1 – Configurazione del sistema cogenerativo integrato alle reti elettrica e di distribuzione del calore di un'utenza civile

5.2 Scenario di richiesta termica dell'utenza

Le prestazioni energetico-economiche di un sistema cogenerativo, quale quello sopra descritto, dipendono essenzialmente dalla tipologia di richiesta termica dell'utenza e dal relativo andamento temporale. Come detto, il presente studio si riferisce all'applicazione ad utenze civili-residenziali (abitazioni monofamiliari, plurifamiliari, condomini, ecc...).

La curva giornaliera di richiesta termica per il riscaldamento di una tipica utenza civile residenziale, normalizzata rispetto al valore di picco, è riportata in Fig. 5.2. Tale curva adimensionale è rappresentativa (a prescindere da fattori aleatori quali la regolazione soggettiva dell'utente e la variabilità delle condizioni meteorologiche) di utenze dell'edilizia civile-residenziale, dall'abitazione o villetta monofamiliare al condominio.

Il fabbisogno termico annuo effettivo per il riscaldamento (espresso in kWh/(m² anno)) dipende, oltre che dall'andamento giornaliero sopra riportato, principalmente da (i) geometria dell'involucro edilizio, (ii) zona climatica, e (iii) stagionalità.

L'effetto della geometria dell'involucro dell'edificio può essere valutato considerando l'influenza del rapporto superficie-volume (S/V); sulla base dei riferimenti normativi – la legge 10/91 ed i successivi decreti attuativi sulla certificazione energetica degli edifici - il fabbisogno energetico annuo limite di un edificio caratterizzato da un certo rapporto S/V è legato alla zona climatica, come illustrato in Fig. 5.3. Si osserva che all'aumentare del rapporto S/V ed al variare della località, spostandosi da zona climatica B a zona E, cioè all'aumentare dei gradi-giorno, il fabbisogno di energia termica aumenta.

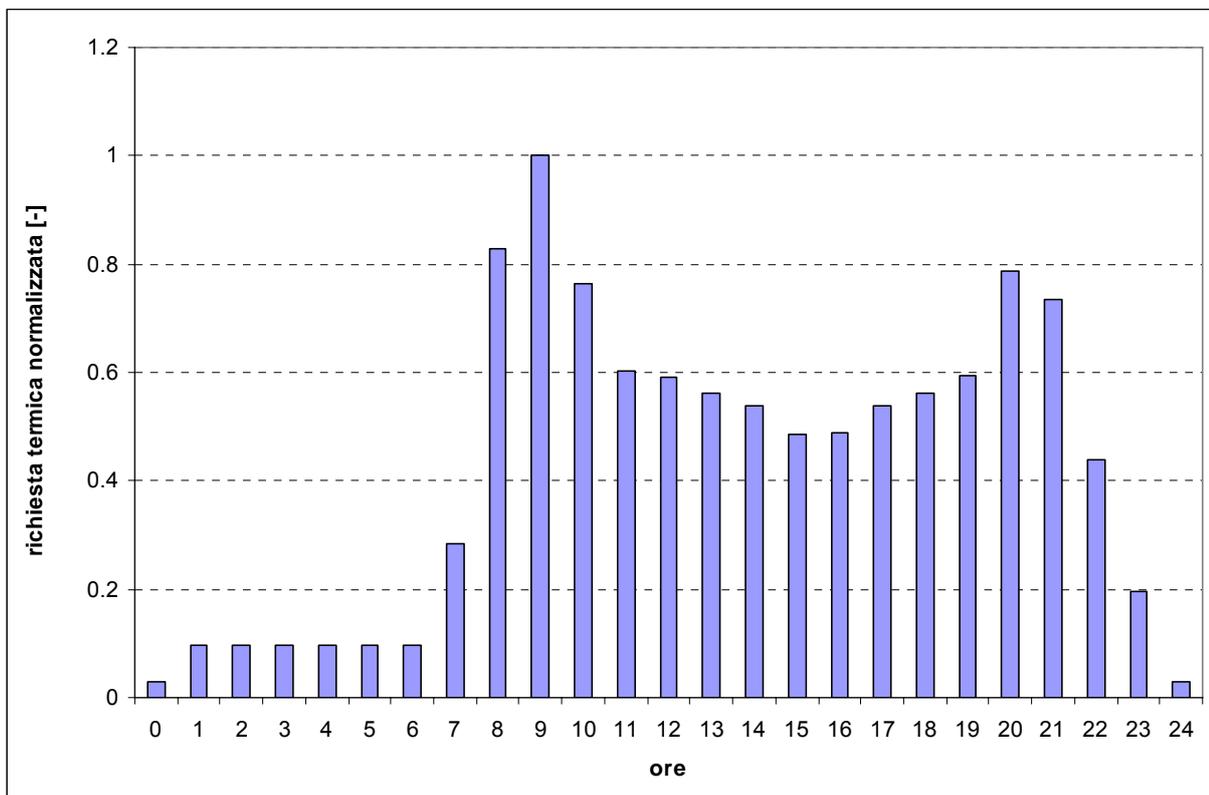


Fig. 5.2 - Curva giornaliera della richiesta di energia termica oraria per il riscaldamento di una tipica utenza civile residenziale, normalizzata rispetto al valore di picco

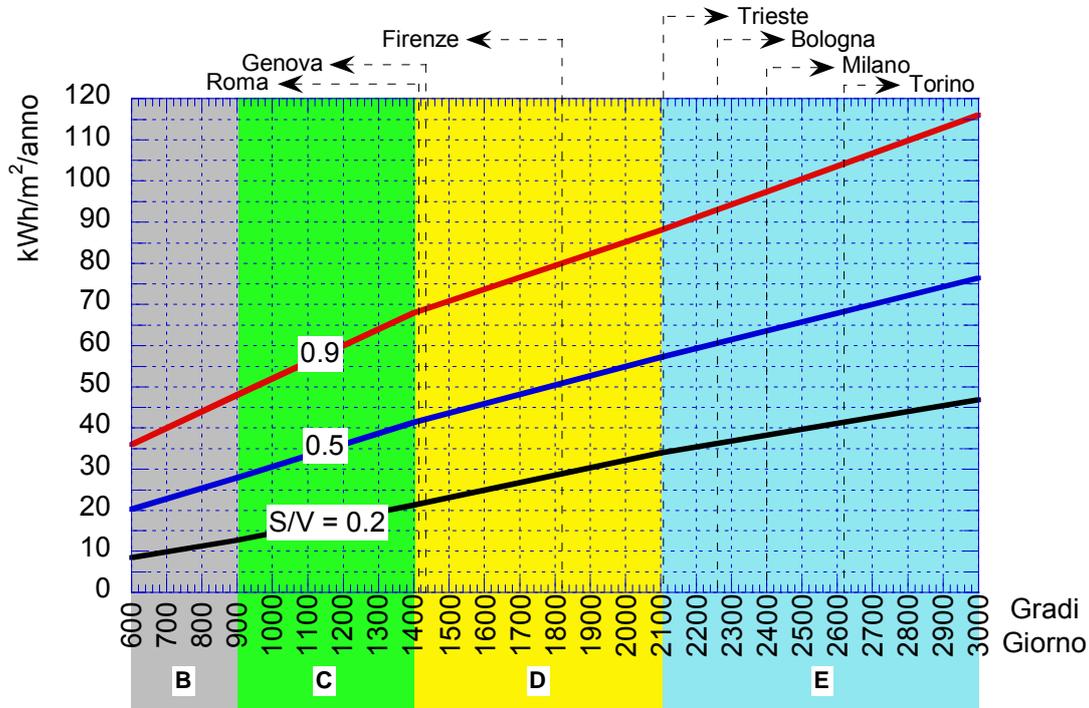


Fig. 5.3 - Effetto del rapporto S/V e della zona climatica sul fabbisogno specifico limite di energia termica per il riscaldamento di una abitazione

L'effetto della stagionalità può essere valutato considerando la variazione della temperatura media mensile nei mesi di funzionamento dell'impianto di riscaldamento. La Fig. 5.4 mostra, per diverse città italiane del centro-nord e per i mesi di riscaldamento invernale, tale influenza della stagionalità: in particolare si riporta il rapporto tra la differenza tra la temperatura di 20 °C (valore di riferimento della temperatura per il riscaldamento) e la temperatura media mensile ed il rispettivo valore massimo di questa differenza, valore quest'ultimo che si verifica nel mese di gennaio per tutte le città prese in considerazione (fonte: norma UNI 10349). Sulla base di tali dati, si può stimare un valore medio del fattore di stagionalità, indicato con rombi rossi nella Fig. 5.4.

Il fattore di stagionalità di Fig. 5.4 è utilizzabile per determinare il picco giornaliero di richiesta termica per il riscaldamento, di un giorno tipo (giorno assunto come rappresentativo del fabbisogno termico di ciascun giorno del mese) di un qualsiasi mese del periodo di riscaldamento, rispetto al picco di richiesta termica annuale.

Note quindi le curve di carico normalizzate di un'utenza (Fig. 5.2) è possibile determinare il fabbisogno annuo di energia termica per il riscaldamento in funzione del solo picco annuo di richiesta termica.

L'andamento del fabbisogno di energia termica per il riscaldamento in funzione del picco di richiesta termica è riportato in Fig. 5.5 per le zone climatiche D ed E, che riguardano numerose località del centro-nord Italia, dove si ritiene che la cogenerazione per impiego

civile possa essere convenientemente applicata. In particolare, le due zone climatiche differiscono per la durata il periodo di riscaldamento: 166 giorni (dal 1 novembre al 15 aprile) in zona D e 183 giorni (dal 15 ottobre al 15 aprile) in zona E

In conclusione, nota la zona climatica, la superficie dell'abitazione ed il rapporto S/V dell'edificio si possono ottenere il picco di richiesta annua, dalle Fig. 5.3 e 5.5, e la curva di richiesta oraria del giorno tipo di ciascun mese, mediante le Fig. 5.2 e 5.4.

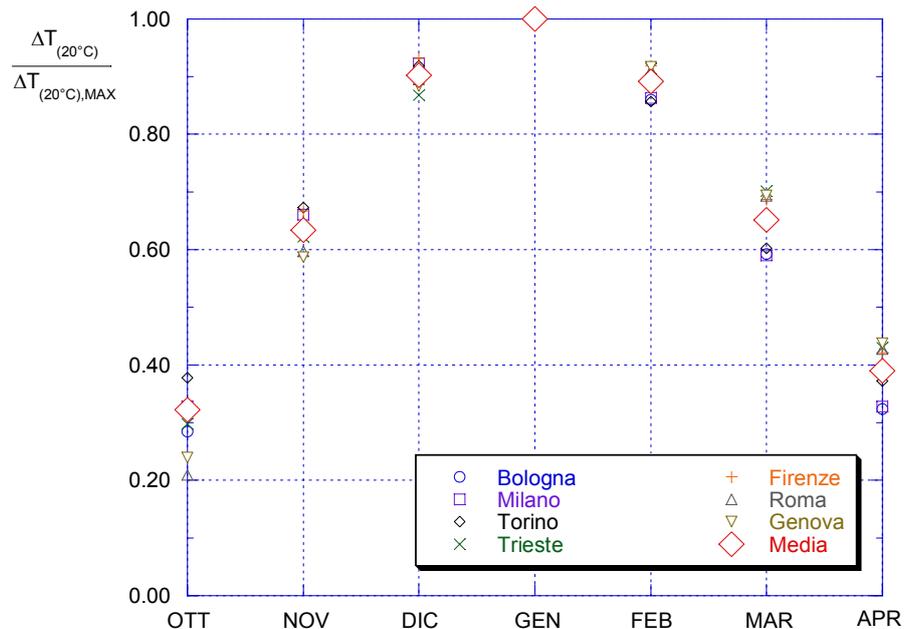


Fig. 5.4 - Andamento della differenza (normalizzata rispetto al valore massimo) tra la temperatura di 20 °C e la temperatura media mensile in diverse località italiane nei mesi del periodo di riscaldamento

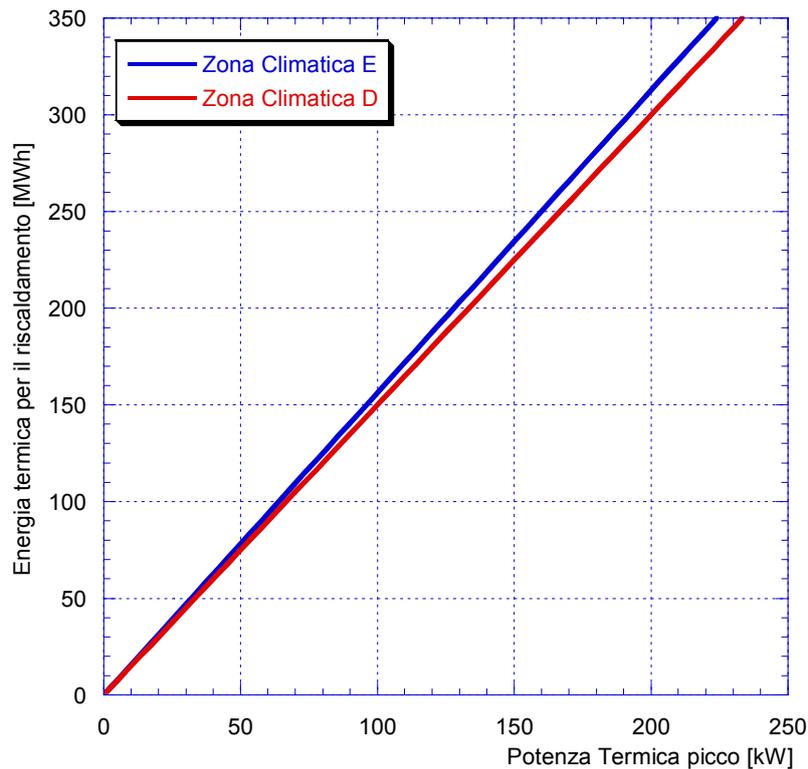


Fig. 5.5 - Andamento del fabbisogno di energia termica per il riscaldamento in funzione del picco di richiesta termica

5.3 Influenza del sistema di accumulo termico sulle ore di funzionamento del cogeneratore

Per un dato scenario di applicazione (data utenza civile di assegnate dimensioni e zona climatica) e dato il cogeneratore, un fattore fondamentale da definire, da cui dipendono le prestazioni energetico/economiche del cogeneratore, è rappresentato dal numero di ore effettive di funzionamento in cui si tiene acceso il cogeneratore.

Le figure 5.6 e 5.7 riportano, rispettivamente per le zone climatiche D ed E, tre diversi diagrammi utili per la valutazione del numero di ore di funzionamento del cogeneratore nel periodo di riscaldamento invernale⁹; in particolare vengono riportate:

- le "ore equivalenti di accumulo" necessarie;
- la percentuale del fabbisogno termico coperto dal cogeneratore;
- le ore di funzionamento del cogeneratore in fascia F1 (8-19 dei giorni feriali).

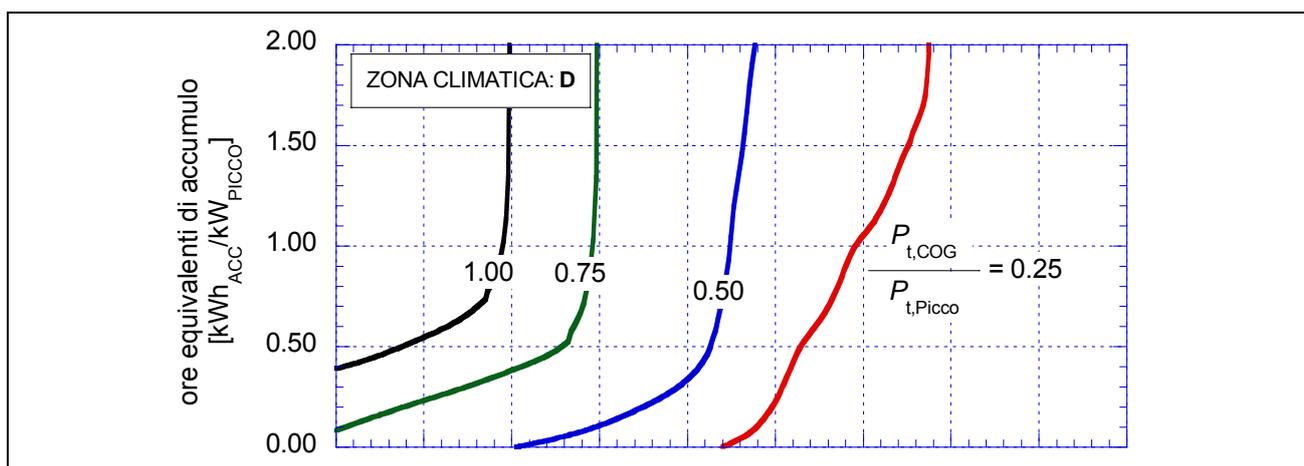
⁹ Le curve sono state ottenute considerando la logica di accensione/spengimento del cogeneratore descritta al par. 5.1, e cioè assumendo che il cogeneratore venga esercito su base oraria in modalità ON/OFF, senza modulazione del carico e senza la possibilità di dissipare l'energia termica prodotta. In particolare, si è assunto che il cogeneratore funzioni secondo una logica "termico segue", che consiste nel soddisfare prioritariamente la richiesta termica su base oraria con il cogeneratore, senza che si abbiano dissipazioni di calore, per cui tutta l'energia termica recuperabile su base oraria dal cogeneratore viene utilizzata inviandola direttamente alle utenze oppure immagazzinandola nell'accumulo; qualora l'energia termica prodotta su base oraria dal cogeneratore risulti eccessiva rispetto alla somma della capacità residua del serbatoio e della richiesta termica oraria, il sistema cogenerativo viene spento.

Più in dettaglio, le figure 5.6 e 5.7 (a) riportano le ore di funzionamento in funzione della taglia di potenza termica del cogeneratore ($P_{t,COG}$) e della capacità di accumulo dell'energia termica del sistema di accumulo (entrambi riferiti alla richiesta termica di picco dell'utenza ($P_{t,Picco}$)). La capacità di accumulo dell'energia termica del sistema di accumulo viene indicata in termini di "ore equivalenti di accumulo" (h_{Acc}) alla potenza termica di picco dell'utenza, espresse come rapporto tra l'energia termica (E_{Acc}) complessivamente accumulabile nel sistema di accumulo (e quindi restituibile dal sistema di accumulo termico alle utenze) e la potenza termica di picco dell'utenza ($P_{t,Picco}$):

$$h_{Acc} = \frac{E_{Acc}}{P_{t,Picco}}$$

In particolare, dalle figure 5.6 e 5.7 (a) si osserva che, al crescere della taglia termica del cogeneratore e a parità di ore equivalenti di accumulo, le ore di funzionamento del cogeneratore si riducono, poiché il cogeneratore riesce a coprire più facilmente la richiesta termica e diviene più frequente la necessità di un suo spegnimento. Si osserva inoltre che per data taglia termica del cogeneratore, le ore di funzionamento crescono con la dimensione del sistema di accumulo; esiste tuttavia una dimensione massima del sistema di accumulo oltre la quale le ore di funzionamento del cogeneratore non cambiano più significativamente.

In assenza di un sistema di accumulo termico, le ore di funzionamento del cogeneratore dipendono solo dal rapporto $P_{t,COG}/P_{t,Picco}$, aumentando, al calare di tale rapporto, fino a circa 2700 ore per $P_{t,COG}/P_{t,Picco} = 0.25$.



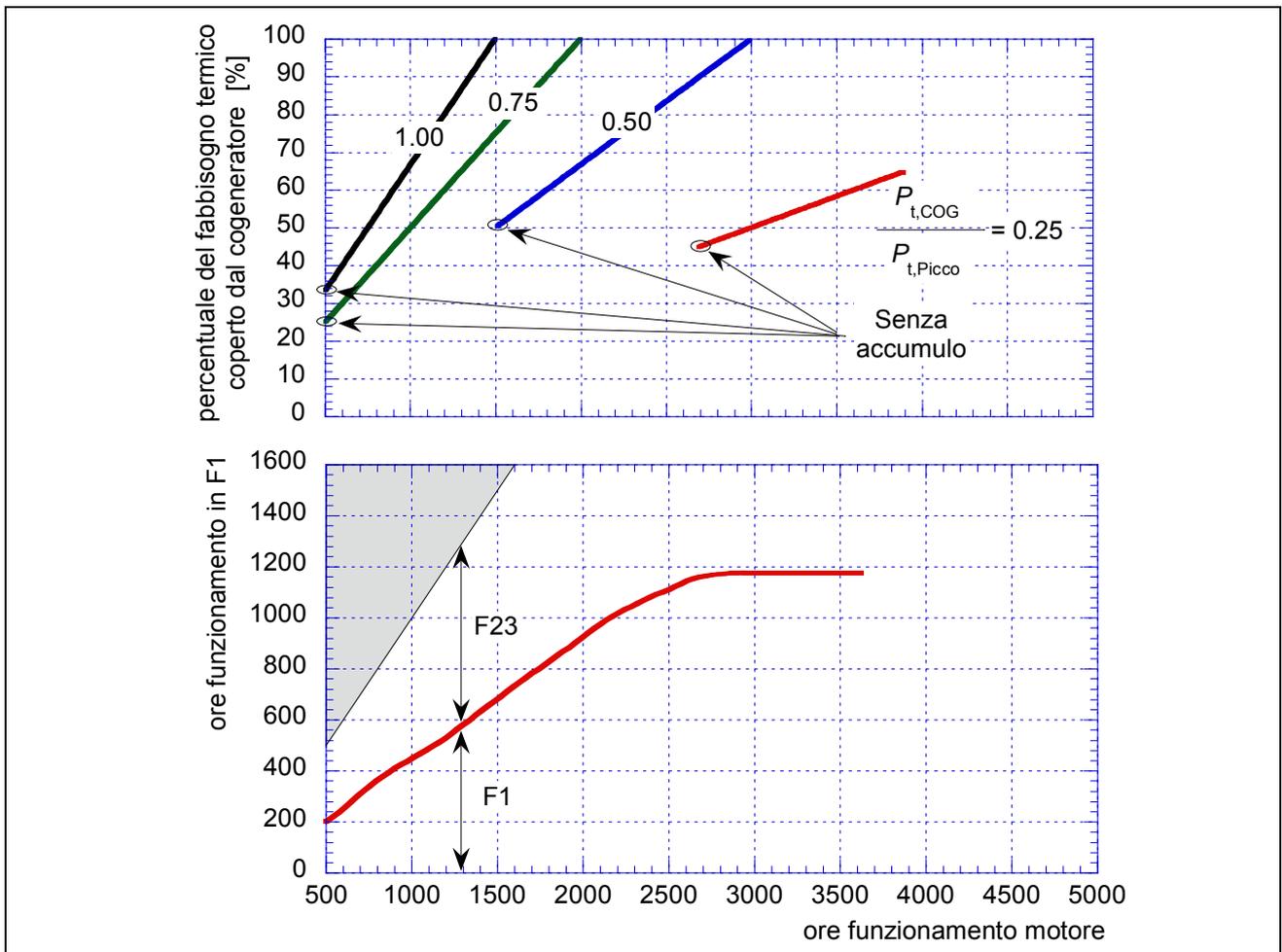


Fig. 5.6 – Zona climatica D:

- a) ore di funzionamento del cogeneratore in funzione delle ore equivalenti di accumulo;
- b) percentuale del fabbisogno termico coperto dal cogeneratore in funzione delle ore di funzionamento;
- c) ore di funzionamento in fascia F1 in funzione delle ore totali di funzionamento del cogeneratore.

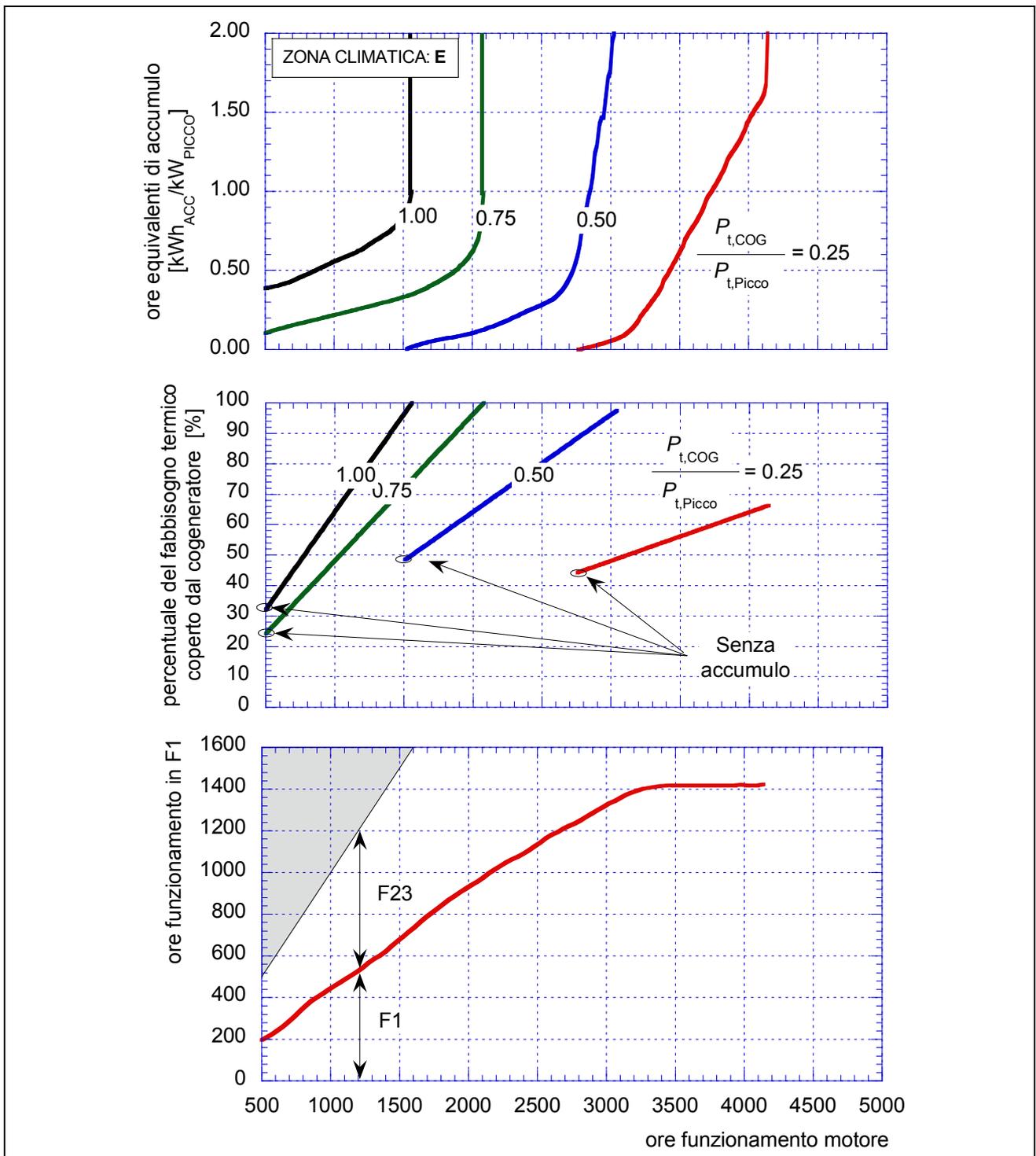


Fig. 5.7 – Zona climatica E:

- a) ore di funzionamento del cogeneratore in funzione delle ore equivalenti di accumulo;
- b) percentuale del fabbisogno termico coperto dal cogeneratore in funzione delle ore di funzionamento;
- c) ore di funzionamento in fascia F1 in funzione delle ore totali di funzionamento del cogeneratore.

Dalle figure 5.6 e 5.7 (b) si osserva che la percentuale del fabbisogno termico coperto dal cogeneratore aumenta all'aumentare delle ore di funzionamento del cogeneratore e della taglia termica del cogeneratore. La quota parte di fabbisogno termico non coperto dal cogeneratore è coperto dalla caldaia ausiliaria. L'energia termica fornita dalla caldaia ausiliaria si può azzerare utilizzando una dimensione sufficiente dell'accumulo abbinata ad un cogeneratore di taglia termica non troppo sottodimensionata rispetto al picco di richiesta termica dell'utenza.

Dalle figure 5.6 e 5.7 (c) si osserva che le ore di funzionamento in fascia F1 (ore piene: 8-19 nei giorni feriali) crescono al crescere delle ore di funzionamento totali del cogeneratore, fino a saturazione delle ore in fascia F1, per cui da quel momento in poi, crescono solo le ore di funzionamento in fascia F23, sempre pari alla differenza tra le ore di funzionamento totali e le ore di funzionamento in fascia F1 (F23 - ore vuote: 0-8 e 19-24 nei giorni feriali, 0-24 festivi e prefestivi).

Una volta valutate dalle figure 5.6 o 5.7 le ore equivalenti di accumulo ottimali per una specifica applicazione, caratterizzata da un certo picco di richiesta termica e da una certa taglia termica del cogeneratore, è possibile valutare il volume V del sistema di accumulo tramite la relazione:

$$V = \frac{P_{t,Picco} h_{Acc}}{\rho_{H2O} c_{H2O} \Delta T},$$

dove ΔT è il salto di temperatura dell'acqua tra ingresso e uscita del sistema di accumulo.

5.4 Prestazioni delle tecnologie di cogenerazione

Per valutare le prestazioni energetico/economiche di diverse tecnologie di cogenerazione nello scenario individuato è necessario definire i valori dei parametri di prestazione che caratterizzano ciascuna tecnologia. In particolare, come messo in luce già nel paragrafo 2.3, un tecnologia di cogenerazione può essere caratterizzata fornendo i valori di due tra i seguenti quattro parametri:

- rendimento elettrico η_e ,
- rendimento termico η_t ,
- rendimento totale (o coefficiente di utilizzo del combustibile) η_u , somma dei rendimenti elettrico e termico,
- rapporto C tra potenza elettrica e potenza termica (e quindi tra rendimento elettrico e rendimento termico).

In Fig. 5.8 è riportato il legame tra il fattore C , il rendimento elettrico η_e e il rendimento totale η_u del cogeneratore: si osserva che la variazione di C al variare di η_u è tanto più piccola quanto minore è η_e , fino a poter considerare, per i minori valori di η_e (come nel caso di MCR e Stirling), un unico valore di C , praticamente indipendente da η_u .

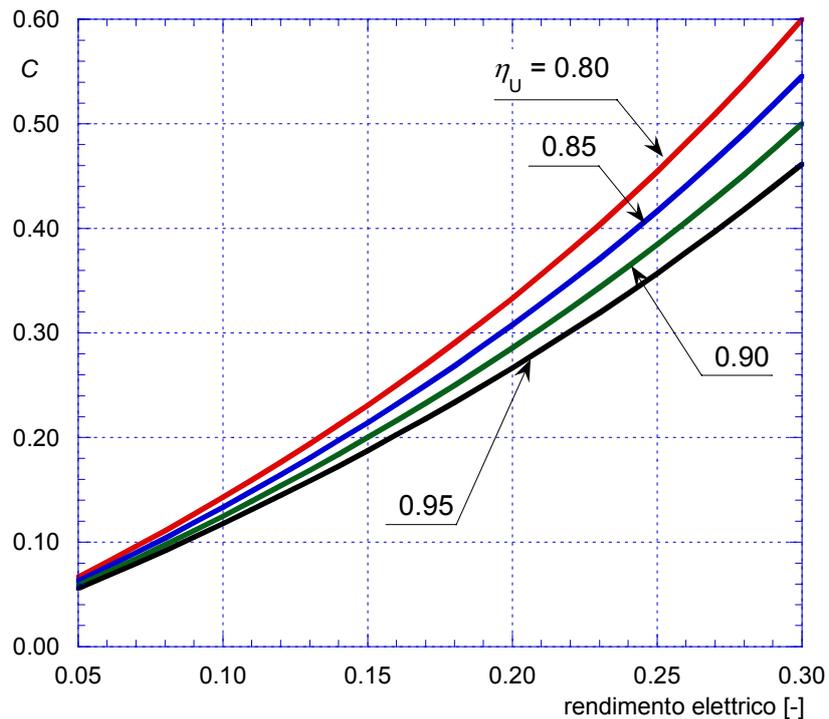


Fig. 5.8 - Legame tra il rapporto C tra potenza elettrica e potenza termica, il rendimento elettrico η_e e il rendimento totale η_u del cogeneratore

Nota il rapporto C che caratterizza la tecnologia di cogenerazione, le ore di funzionamento (h_{COG}) e la potenza termica del cogeneratore $P_{t,COG}$ rispetto al picco di richiesta termica dell'utenza $P_{t,Picco}$, si può determinare l'energia elettrica prodotta ($E_{e,COG}$) riferita al picco di richiesta termica:

$$\frac{E_{e,COG}}{P_{t,Picco}} = C \cdot \frac{P_{t,COG}}{P_{t,Picco}} \cdot h_{COG}$$

La Fig. 5.9 riporta l'andamento dell'energia elettrica prodotta, riferita al picco di richiesta termica e al rapporto C , in funzione delle ore di funzionamento del cogeneratore, per diversi valori rapporto tra la taglia del cogeneratore e la potenza termica di picco.

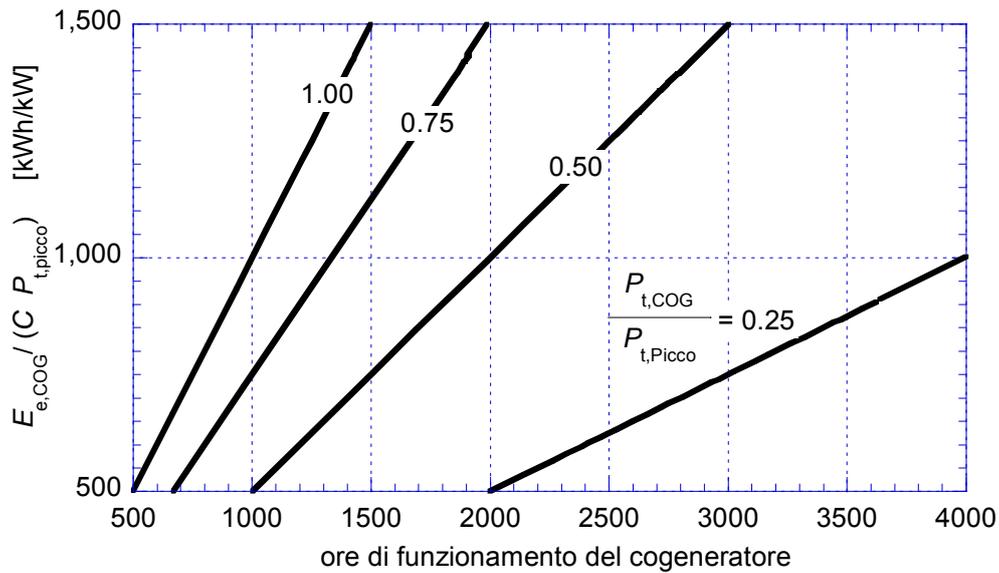


Fig. 5.9 – Energia elettrica prodotta riferita al picco di richiesta termica e al rapporto C in funzione delle ore di funzionamento del cogeneratore

Nota la produzione elettrica e termica del cogeneratore è possibile effettuare una valutazione economica dei flussi di cassa generati dal cogeneratore, rispetto alla situazione convenzionale di riferimento, cioè quella in cui tutta l'energia elettrica sia prelevata dalla rete e il fabbisogno termico sia soddisfatto mediante caldaie. L'utile economico differenziale ΔU può essere espresso mediante la seguente relazione:

$$\Delta U = RV_{EE} + DEF_{GN} - C_{GN} + C_{GNevitato}$$

dove i diversi contributi sono:

RV_{EE} i ricavi legati alla produzione di energia elettrica;

DEF_{GN} "ricavo" dovuto alla defiscalizzazione del gas naturale per il cogeneratore;

C_{GN} il costo per il consumo di gas naturale del cogeneratore;

$C_{GNevitato}$ il mancato costo per il consumo evitato del gas per le caldaie del riscaldamento.

I ricavi legati alla produzione di energia elettrica dipendono dalla sua valorizzazione, che, a sua volta, dipende dalla percentuale di energia elettrica prodotta in fascia F1 e F23, e della percentuale di energia autoconsumata e ceduta alla rete; il campo di variabilità della valorizzazione dell'energia elettrica è riportato in Fig. 5.11, in funzione della percentuale di energia elettrica prodotta in fascia F1 e F23. Gli scenari A e B corrispondono a due valorizzazioni estreme dell'energia elettrica, che possono essere rappresentative rispettivamente del totale autoconsumo e della totale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta. La valorizzazione dell'energia elettrica prodotta può variare in maniera molto significativa a seconda di molteplici fattori, fra cui la presenza di incentivi, il fatto che si tratti di energia autoconsumata o ceduta alla rete e a seconda della quantità di energia ammessa al regime di scambio sul posto. In quest'ultimo caso, ai ricavi legati alla produzione di energia elettrica si somma il contributo per lo scambio sul posto, che varia a

seconda dei volumi di energia scambiata.

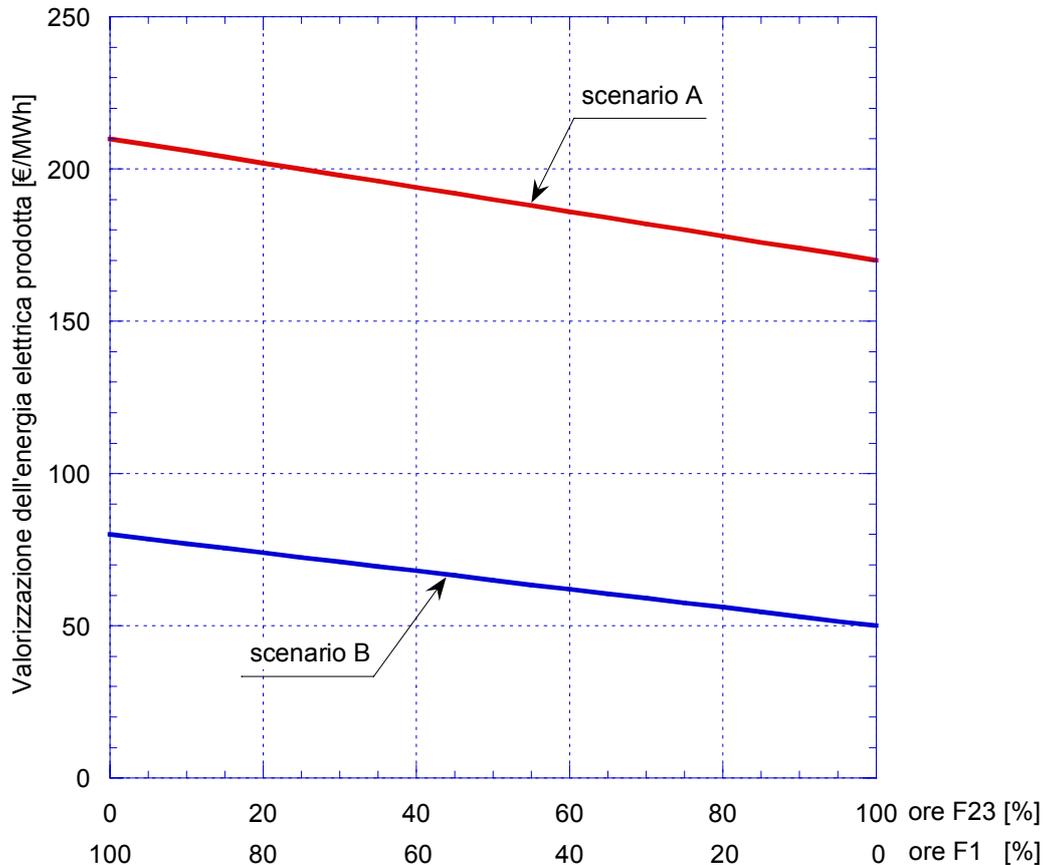


Fig. 5.11 - Valorizzazione dell'energia elettrica in funzione dalla percentuale di energia elettrica prodotta in fascia F1 e F23 per due diversi scenari:

(A) totale autoconsumo dell'energia elettrica prodotta

(B) totale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta

Per confrontare da un punto di vista economico le diverse tecnologie di cogenerazione sono stati considerati i due seguenti scenari:

- Villetta monofamiliare (con $S/V = 0.9$) di 200 m² con fabbisogno termico specifico annuo per il riscaldamento pari a 100 kWh/(m² anno) in zona E (a cui corrisponde un fabbisogno termico annuo per il riscaldamento di 20 MWh/anno) e 80 kWh/(m² anno) in zona D (a cui corrisponde un fabbisogno termico annuo per il riscaldamento di 16 MWh/anno). Dalla Fig. 5.5 consegue che il picco di richiesta termica associato è nel range di circa 10÷15 kW per entrambe le zone.
- Gruppo di appartamenti (con $S/V = 0.5$) per un totale di 5000 m² con fabbisogno termico specifico annuo per il riscaldamento pari a 65 kWh/(m² anno) in zona E (a cui corrisponde un fabbisogno termico annuo per il riscaldamento di 325 MWh/anno) e 50 kWh/(m² anno) in zona D (a cui corrisponde un fabbisogno termico annuo per il riscaldamento di 250 MWh/anno). Dalla Fig. 5.5 consegue che il picco di richiesta associato è pari a circa 210 kW in zona E e a circa 170 kW in zona D.

In questi due scenari di fabbisogno termico si è effettuata un'analisi della remunerazione ottenibile da alcuni cogeneratori, elencati in Tab. 5.1.

La Tab. 5.1 riporta in particolare i valori caratteristici del rendimento totale η_u (coefficiente di utilizzo del combustibile) e del rapporto C tra la potenza elettrica e la potenza termica del cogeneratore. Si osserva che il rendimento totale η_u nella maggior parte dei casi è compreso tra 85 % e 95 % circa (tranne nei casi del motore Senertec con recupero del calore di condensazione, in cui il rendimento totale η_u è pari a 100 %, e della MTG Capston C30, in cui $\eta_u = 69$ %), mentre C è in genere maggiore per i cogeneratori basati su MTG ($C = 0.60$) e MCI ($C \approx 0.30 \div 0.50$), mentre assume valori minori per i cogeneratori basati su Stirling e MCR.

I risultati delle valutazioni economiche sono riportati nelle figure 5.12 e 5.13, rispettivamente per le zone climatiche D e E. In particolare, per ciascuno dei cogeneratori di Tab. 5.1, viene riportato il costo specifico massimo ammissibile, cioè il costo di investimento differenziale del sistema di cogenerazione rispetto alla situazione preesistente, rapportato alla potenza elettrica del cogeneratore, affinché l'investimento abbia un tempo di ritorno di 5 oppure 10 anni. Le figure riportano i dati delle valutazioni sia in presenza di un sistema di accumulo termico ottimale sia in sua assenza, considerando gli scenari estremi A e B di valorizzazione dell'energia elettrica di Fig. 5.11.

Si osserva che:

- il costo specifico differenziale massimo ammissibile aumenta passando dalla zona climatica D alla E, in quanto aumentano corrispondentemente le ore di funzionamento di ciascuno dei cogeneratori;
- in alcuni casi, l'investimento nello scenario climatico D non è ripagabile (anche per un costo specifico differenziale nullo), in quanto i flussi di cassa differenziali annui generati dall'investimento sono negativi;
- a parità di altre condizioni, i sistemi che non si ripagano dopo 5 anni, non si ripagano neanche dopo 10 anni;
- nel caso dell'abitazione monofamiliare, i sistemi di taglia maggiore (20÷50 kW) risultano meno convenienti (costo specifico ammissibile inferiore a quello degli altri cogeneratori);
- nel caso del condominio, a parità di altre condizioni, tutti i cogeneratori considerati presentano costi ammissibili maggiori rispetto al caso di impiego nell'abitazione monofamiliare;
- lo scenario economico B è molto meno favorevole a parità di cogeneratore e applicazione;
- l'impiego del serbatoio di accumulo consente di aumentare il costo ammissibile di tutti i cogeneratori esaminati; in diversi dei casi esaminati l'accumulo è necessario per ottenere un costo differenziale positivo.

Tab. 5.1 - Cogeneratori considerati per le analisi energetico-economiche

Nome	Tipo	P_e [kW]	η_e [%]	η_t [%]	η_u [%]	C
Genlec Kingston (ex Energetix)	MCR	1	10	80	90	0.13
Otag lion-powerblock	MCR	2	10.4	83.6	94	0.12
Infinia	Stirling	1	12.5	80	93	0.16
Sunmachine	Stirling	3	20	70	90	0.29
Honda Ecowill	MCI	1	20	65	85	0.31
Senertec Dachs G5.0	MCI	5	26	63	89	0.41
Senertec Dachs G5.0 a condensazione	MCI	5	26	74	100	0.35
Tandem T20	MCI	20	28.6	67.9	97	0.42
Tema 60-80	MCI	50	29	60	89	0.48
Capstone C30	MTG	30	26	43.3*	69	0.60

* Il rendimento termico è stato stimato con i seguenti dati: $T_{fumi,in} = 275 \text{ }^\circ\text{C}$; portata fumi = 0.31 kg/s;
 $T_{fumi,out} = 120 \text{ }^\circ\text{C}$; $(C_p)_{med.} = 1.04 \text{ kJ}/(\text{kg K})$

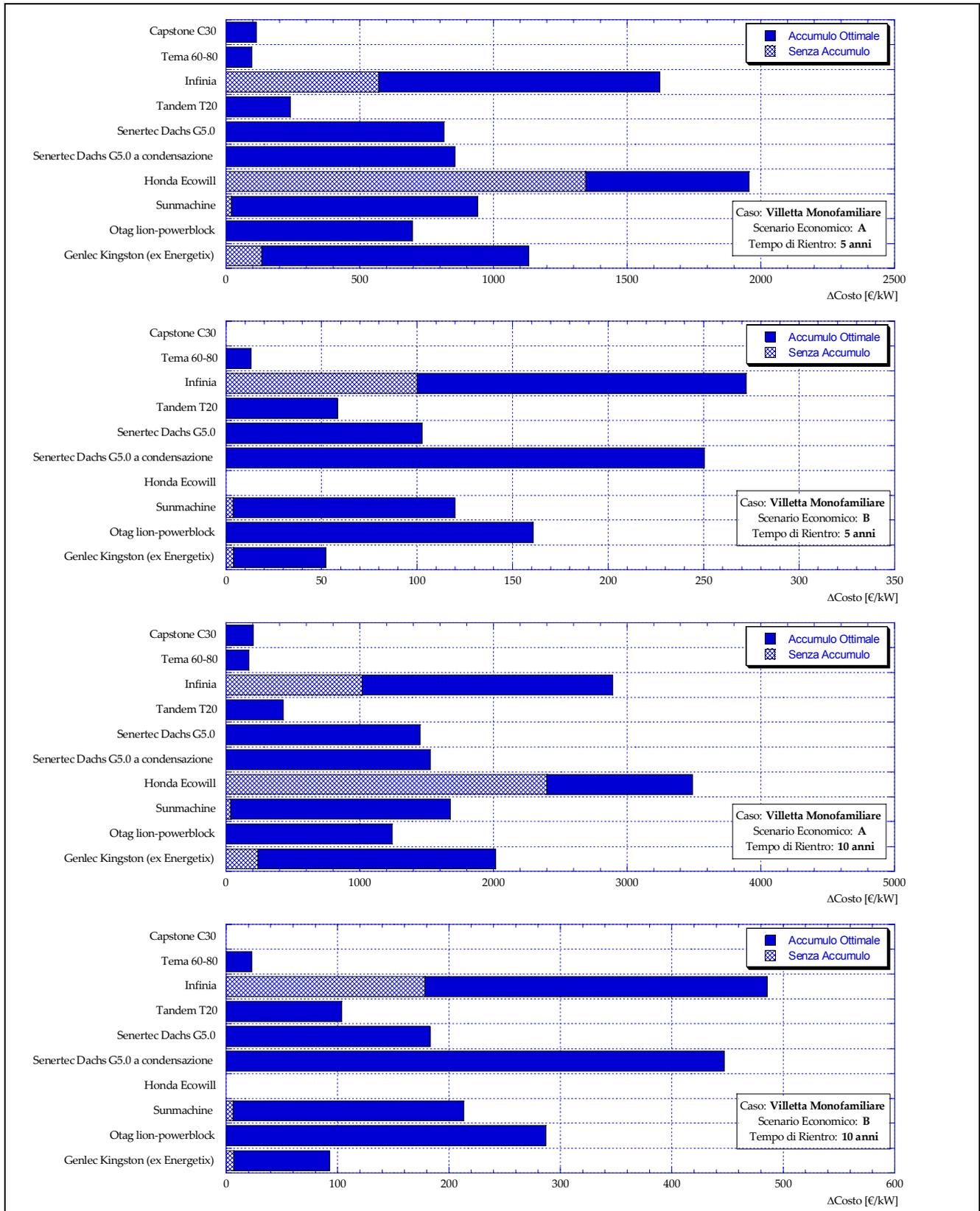


Fig. 5.12-a - Costo specifico ammissibile (Villetta monofamiliare in zona climatica D)



Fig. 5.12-b - Costo specifico ammissibile (Condominio in zona climatica D)

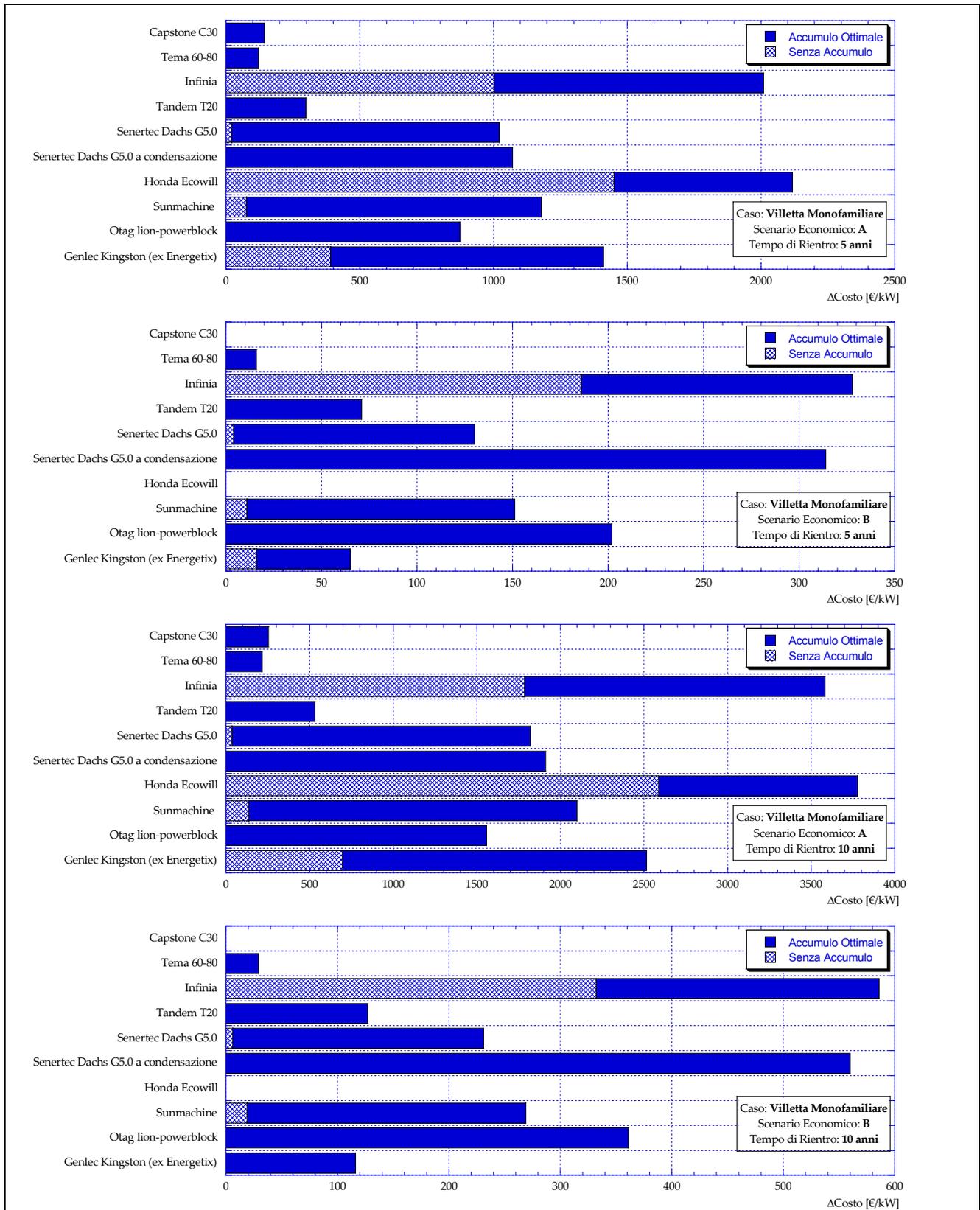


Fig. 5.13-a - Costo specifico ammissibile (Villetta monofamiliare in zona climatica E)



Fig. 5.13-b - Costo specifico ammissibile (Villetta monofamiliare in zona climatica E)

5.5 Confronto rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore: vantaggi energetico/ambientali della cogenerazione

Il vantaggio energetico ed ambientale conseguente all'impiego di un cogeneratore rispetto alla produzione separata di energia elettrica e termica può essere valutato mediante l'espressione dell'IREmod, parametro introdotto nella Scheda Tecnica 21 e aggiornato nella 21-bis dell'AEEG. Tale parametro quantifica il risparmio di energia primaria che un cogeneratore consente di ottenere rispetto a sistemi di climatizzazione convenzionali (utilizzo di caldaie per la produzione di energia termica per il riscaldamento e di climatizzatori ad azionamento elettrico per il raffrescamento) ed acquisto di energia elettrica dalla rete.

Le figure 5.14 e 5.15 riportano, rispettivamente per due valori della taglia di potenza della caldaia sostituita (20 e 200 kW), l'andamento dell'IREmod in funzione del rapporto C tra la potenza elettrica e la potenza termica e del rendimento totale η_u del cogeneratore. L'andamento delle curve riportate mostra che il risparmio di energia primaria aumenta all'aumentare del rapporto C e del rendimento totale η_u del cogeneratore e, a parità di tali parametri, è più significativo per le piccole taglie di caldaia sostituita. La Tab. 5.2 fornisce i valori dell'IREmod calcolato per i diversi cogeneratori considerati nel caso di sostituzione di una caldaia da 20 kW termici e di una caldaia da 200 kW. Si osserva che i valori maggiori di IREmod (dell'ordine di 0.3) si ottengono con motori a combustione interna, mentre i valori minori (prossimi o inferiori a 0.1) si hanno con la microturbina.

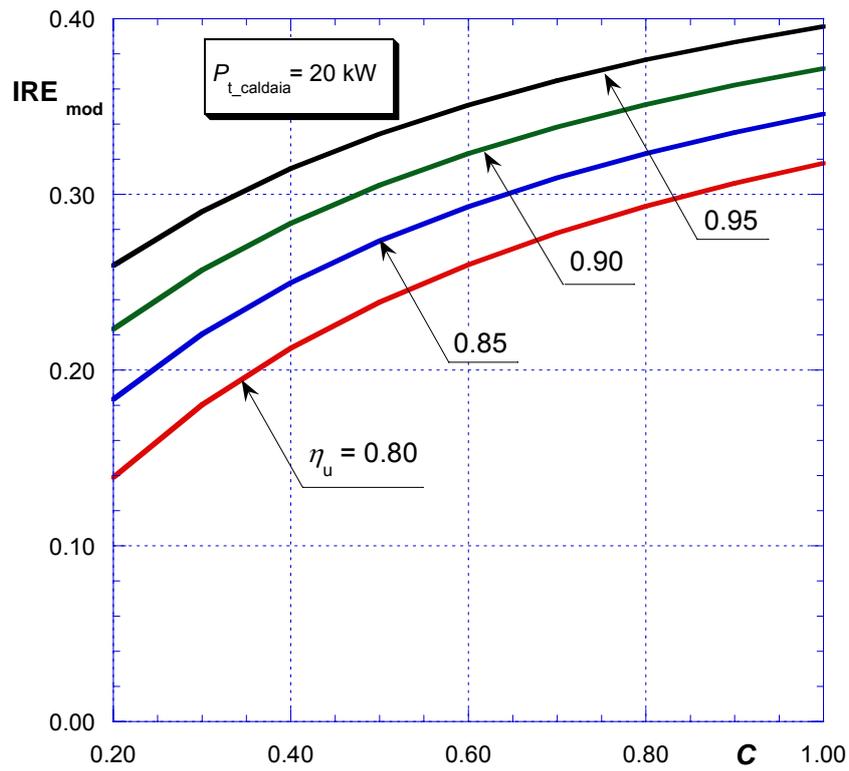


Fig. 5.14 - IRE_{mod} in funzione del rapporto C tra la potenza elettrica e la potenza termica e del rendimento totale η_u del cogeneratore (potenza della caldaia sostituita $P_{t_caldaia} = 20 \text{ kW}$)

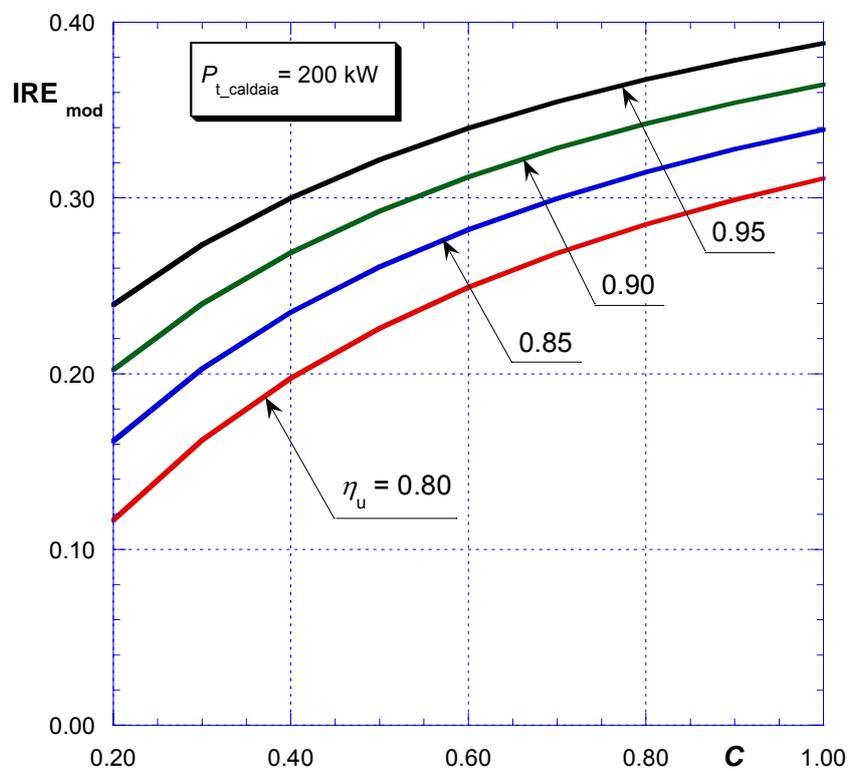


Fig. 5.15 - IREmod in funzione del rapporto C tra la potenza elettrica e la potenza termica e del rendimento totale η_u del cogeneratore (potenza della caldaia sostituita $P_{t_caldaia} = 200$ kW)

Tab. 5.2

Nome	Tipo	P_e [kW]	P_t [kW]	IREmod [Q = 20 kW]	IREmod [Q = 200 kW]
Genlec Kingston (ex Energetix)	MRC	1	8	0.185	0.160
Otag lion-powerblock	MRC	2	16	0.219	0.195
Infinia	Stirling	1	6	0.219	0.196
Sunmachine	Stirling	3	11	0.241	0.222
Honda Ecowill	MCI	1	3	0.203	0.184
Senertec Dachs G5.0	MCI	5	12	0.265	0.249
Senertec Dachs G5.0 a condensazione	MCI	5	14	0.333	0.317
Tandem T20	MCI	20	47	0.324	0.309
Tema 60-80	MCI	50	103	0.279	0.265
Capstone C30	MTG	30	50	0.100	0.084

6 Valutazione del risparmio di energia primaria ottenuto con impianti di microgenerazione per la climatizzazione invernale degli edifici

Premessa

Sulla base dei risultati a cui si è pervenuti nel Capitolo 5 della presente relazione tecnica, viene di seguito proposta una metodologia di calcolo semplificato per la valutazione del risparmio di energia primaria che un micro-cogeneratore consente di ottenere qualora ne sia previsto il funzionamento per la climatizzazione invernale di edifici.

Il metodo proposto fornisce una valutazione ex-ante dei risparmi conseguibili, ovvero basata non sui dati di esercizio, ma quelli di targa dell'impianto cogenerativo e del sistema di distribuzione; tale ipotesi semplificativa nasce dalla necessità di fornire uno strumento "a basso costo" per la quantificazione del risparmio energetico in impianti dove non è economicamente ipotizzabile un sistema di monitoraggio e contabilizzazione in continuo.

Il metodo è applicabile a impianti di taglia inferiore ai 50 kW elettrici (ovvero di "micro cogenerazione" secondo il DLgs 20/2007) e ad utenze di tipo civile ubicate nelle zone climatiche C, D ed E; sono escluse dall'applicabilità le zone di classe A e B che, per la ridottissima estensione geografica e/o per la contenuta richiesta termica per il riscaldamento invernale, non appaiono giustificare un'installazione quale quella in esame. E' altresì esclusa la zona F, in quanto l'indeterminatezza del periodo effettivo di riscaldamento (ovvero dell'anno termico) non consente l'individuazione di un caso di riferimento valido per tutta la zona.

Inoltre, per l'applicabilità del metodo, si presuppone che l'impianto di cogenerazione sia gestito con logica on/off, ovvero senza modulazione del carico, che non sia consentita l'installazione di dispositivi dissipativi, né sia consentita in alcun modo la dissipazione di calore (tutta la produzione termica del cogeneratore deve essere cioè utilizzata come "calore utile" e quindi indirizzata o all'utenza o ad un sistema di accumulo termico) e che sia presente un sistema di accumulo termico di volume tale per cui il cogeneratore raggiunga il massimo numero di ore di funzionamento tecnicamente possibili in relazione all'utenza termica; il metodo proposto fornisce le modalità di calcolo del volume di accumulo minimo.

Tipologia di intervento

- Climatizzazione ambienti con l'uso di combustibili di diversa origine (rinnovabile o non rinnovabile).

Settore di intervento

- Civile residenziale.

Tipo di utilizzo

- Riscaldamento invernale.

Condizioni di applicabilità della procedura

- il cogeneratore deve essere riconosciuto come CAR secondo le vigenti normative;
- il cogeneratore deve avere una potenza elettrica inferiore a 50 kW;
- l'energia termica prodotta deve essere utilizzata unicamente da utenze civili;
- il cogeneratore deve essere gestito con logica on/off (accesso/spento), ovvero senza modulazione del carico;
- non è consentita l'installazione di dispositivi dissipativi, né è consentita in alcun modo la dissipazione di calore; tutta la produzione termica del cogeneratore deve essere utilizzata come "calore utile" (secondo la definizione riportata nella direttiva europea 2004/08/CE recepita dal DLgs 20/2007) e quindi indirizzata o all'utenza o ad un sistema di accumulo termico.

Calcolo del risparmio di energia primaria

Il risparmio netto di energia primaria (RP), espresso in *tep*, è valutato dalla seguente relazione:

$$RP = \frac{0,086}{1000} P_t \cdot h \left(\frac{C}{\eta_{es}} + \frac{1}{\eta_{ts}} - \frac{1}{\eta_t} \right)$$

dove:

- *h* sono le ore di funzionamento del cogeneratore, valutate secondo la relazione:

$$h = 5590 - 9,46 \cdot 10^6 \left(\frac{P_t}{FEPR} \right) + 4,94 \cdot 10^9 \left(\frac{P_t}{FEPR} \right)^2$$

- P_t è la potenza termica del cogeneratore (dato di targa), espressa in kW
- *C* è il rapporto tra le potenze elettrica e termica utile del cogeneratore (dati di targa)
- η_t è il rendimento termico del sistema di riscaldamento, ovvero il prodotto del rendimento termico del cogeneratore (dato di targa) e del rendimento del sistema di distribuzione (da valutarsi secondo la UNI-TS 11300-2, così come più dettagliatamente descritto nel paragrafo 3.2 della relazione)
- η_{es} è il rendimento elettrico di riferimento ($\eta_{es} = 0,46$, come da scheda 21bis)
- η_{ts} è il rendimento termico di riferimento ($\eta_{ts} = 0,7537 + 0,03 \log_{10} P_t$, come da scheda 21bis)
- *FEPR* è il fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento invernale (valutato secondo la Legge 192/05 e successive modifiche), espresso in kWh

La relazione sopra proposta per il calcolo di RP è valida qualora sia rispettata una delle due seguenti condizioni:

$$\frac{E_{ACC}}{P_t} \geq \left(13 - 3 \cdot 10^4 \frac{P_t}{FEPR} \right) \quad \text{per} \left(\frac{P_t}{FEPR} \right) < \frac{1}{2500}$$

$$\frac{E_{ACC}}{P_t} \geq 1 \quad \text{per} \left(\frac{P_t}{FEPR} \right) \geq \frac{1}{2500}$$

dove E_{ACC} è la capacità del sistema di accumulo termico, espressa in kWh .