

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio

**G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura
B. Di Pietra**





Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio

*G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura
B. Di Pietra*



SUPPORTO ALLO SVILUPPO DI MODELLI PER LA SIMULAZIONE DI IMPIANTI DI MICRO
COGENERAZIONE PER APPLICAZIONE RESIDENZIALE E TERZIARIA: PRINCIPALI INDICATORI
ENERGETICI DEFINITI DALLA NORMATIVA VIGENTE E PRESTAZIONI A REGIME PARZIALE
DELLE PRINCIPALI TECNOLOGIE DISPONIBILI IN COMMERCIO

G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura (Dipartimento di Energetica del Politecnico di
Torino)

B. Di Pietra (ENEA)

Aprile 2009

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Usi finali

Tema: Promozione delle tecnologie elettriche innovative negli usi finali

Responsabile Tema: Ennio Ferrero, ENEA

INDICE

Introduzione	5
1.1. Scenario energetico nazionale.....	6
1.2. Principio fondamentale della cogenerazione	9
1.3. Cogenerazione, piccola cogenerazione e micro cogenerazione	10
1.4. Legame tra micro cogenerazione e generazione distribuita sul territorio.....	10
1.5. Sistemi impiegati nella piccola/micro cogenerazione a gas naturale	11
1.6. Riferimenti bibliografici.....	13
2. Sistemi di micro – cogenerazione	13
2.1. Microturbine	14
2.2. Motori a combustione interna.....	16
2.3. Confronto fra le tecnologie	18
3. Aziende contattate	22
4. Schede tecniche	24
4.1. Microturbine	24
4.1.1. Turbec PT100	25
4.1.2. Elliott TA100 CHP	32
4.1.3. Capstone C30	34
4.1.4. Capstone C65	36
4.1.5. Ingersoll Rand MT70.....	38
4.2. Motori a combustione interna.....	40
4.2.1. Energia Nova TA50.....	41
4.2.2. Energifera TEMA 100 – 130 NG	41
4.2.3. Baxter CHP 70	43
4.2.4. Baxter CHP 100	44
4.2.5. Baxter CHP 200	45
4.2.6. CPL Concordia BB60 AS VALMET	48
4.2.7. CPL Concordia BB90 AS SCANIA.....	50
4.2.8. CPL Concordia BB125 AS SCANIA.....	53
4.2.9. GE ENERGY JMS 208 GS-N.LC	56
4.2.10. CGT G3406.....	67
4.2.11. CGT G3408.....	71

4.2.12.	MTU GC 119 N5 – 116 N5	75
4.2.13.	Deutz TCG	76
5.	Valutazione sperimentale degli indici di prestazione secondo normativa.....	77
5.1.	Indicatori energetici.....	77
	Potenza ed energia elettrica	77
	Potere calorifico e consumo di gas naturale	78
	Efficienza elettrica.....	81
	Potenza ed energia termica	81
	Efficienza termica	83
	IRE e LT.....	83
	PES.....	84
5.2.	Indicatori ambientali	85
5.2.1.	Conversione da [ppmvd] a [mg/Nm3].....	87
6.2.1.	Conversione tra diversi tenori di ossigeno (x% di O2)	88
5.	Conversione approssimata da [mg/Nm3] a [mg/kWhe].....	89
5.3.	Emissioni acustiche	91
5.4.	Indicatori della qualità della potenza elettrica immessa in rete (Power quality)	92
6.	Valutazione sperimentale degli indici di prestazione modale	96
6.1.	Introduzione	96
6.2.	Analisi modale.....	96
6.2.1.	Proposta dei modi di lavoro.....	97
6.2.2.	Esempio di calcolo per gli indici di prestazione modale	99
5.	Procedura di prova.....	100
5.	Acquisizione delle variabili di misura	101
7.	Sensori per la valutazione degli indici di prestazione modale	102
7.1.	Apparato di misura per un impianto di cogenerazione.....	102
7.1.1.	Variabili di misura.....	103
7.2	Tipologia dei sensori utilizzabili.....	106
7.3	Scelta dei sensori.....	108
7.4	Riferimenti bibliografici	112
Appendice		113
A –	Calcolo del coefficiente p	113
B –	Calcolo dei rendimenti di riferimento per la valutazione del PES	114
Indice figure		120

Introduzione

Il presente documento rappresenta il rapporto intermedio dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino, per un'attività di ricerca dal titolo: "Applicazioni locali di micro - cogenerazione con tecnologie di piccola taglia".

In particolare, è stata realizzata una ricerca dei principali microcogeneratori con motore a combustione interna e con turbina esistenti in commercio, e per ognuno di questi ne sono state riportate le principali caratteristiche energetico - ambientali.

A seguito di contatti diretti con le Aziende fornitrici, sono stati recuperati anche dati di maggior dettaglio, quali le prestazioni delle macchine a carico parziale (75% e 50% del carico), le temperature e portate dei fumi, i livelli di emissione sonora, e di emissioni inquinanti.

Per una rapida lettura, sono state inserite anche le schede tecniche così come riportate dalle Aziende fornitrici.

Nella seconda parte del rapporto è stata fatta una accurata analisi dei diversi indici prestazionali energetico ambientali indicandone le metodologie di calcolo e di misura durante il funzionamento reale dell'impianto ai sensi della normativa vigente, al fine di verificare la rispondenza del modello dinamico di micro cogenerazione sviluppato da ENEA in ambiente Matlab/simulink con le reali condizioni di funzionamento dei microcogeneratori.

Sono stati presi in considerazione i limiti di emissione degli inquinanti gassosi per le principali tecnologie impiegabili in applicazioni di cogenerazione su piccola scala, i limiti di legge relativi alle emissioni acustiche, e i limiti legati alla qualità della potenza elettrica prodotta.

Inoltre sono stati evidenziati i criteri per il riconoscimento della cogenerazione come "cogenerazione ad alto rendimento", e i diversi benefici di legge previsti per essa.

A conclusione del lavoro è stata proposta una metodologia per la caratterizzazione sperimentale di ulteriori indicatori di prestazione, non strettamente richiesti dalla normativa, i quali, a giudizio degli autori, permetterebbero una più approfondita valutazione delle

prestazioni degli impianti di piccola/micro cogenerazione, e di un confronto più oggettivo – basato su considerazioni prettamente tecnico – tra soluzioni impiantistiche differenti.

1.1. Scenario energetico nazionale

Come è ben noto, le principali fonti di energia primaria utilizzate in Italia sono i combustibili fossili, ed in particolare gas naturale e petrolio. Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta¹, circa l'82.2% proviene da fonti non rinnovabili, mentre l'unica altra fonte energetica rilevante è l'idraulica tramite la quale viene prodotta il 12.4% dell'energia elettrica totale. I contributi dovuti a tutte le altre fonti rinnovabili diverse da idroelettrico e geotermico sono solamente marginali (Figura 1).

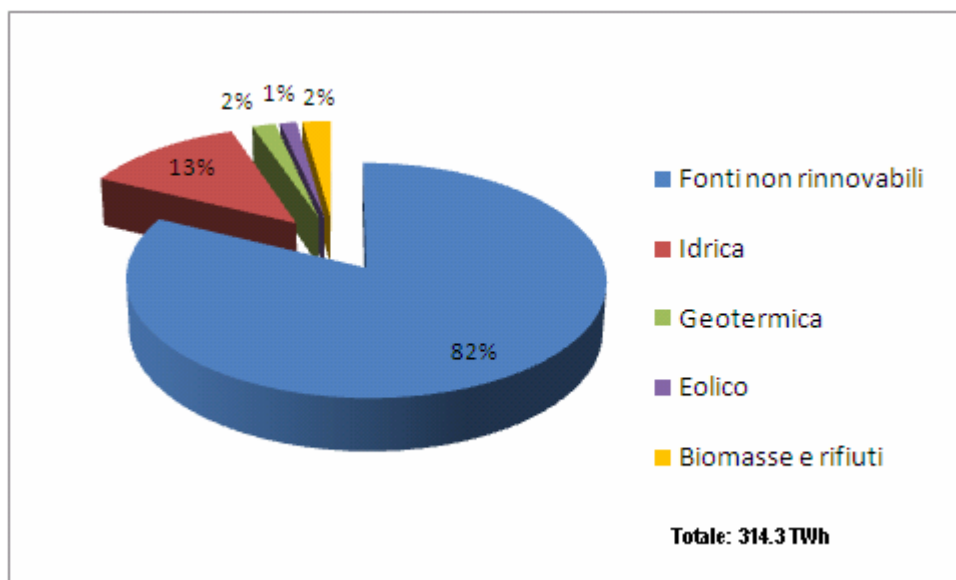


Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diversi fonti nell'ambito della generazione nazionale totale (anno 2007 [1.1]).

¹ Dati riferiti al 2007, [1.1].

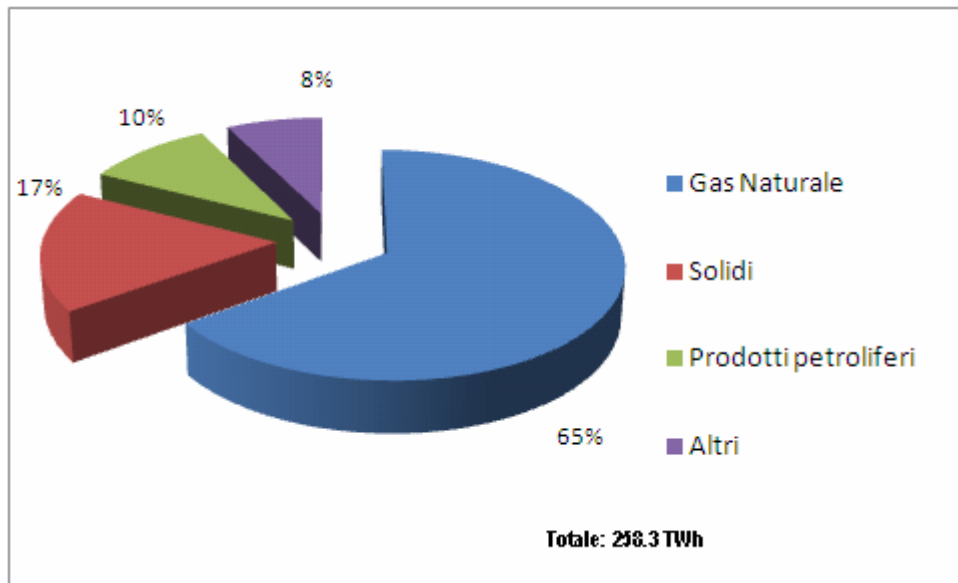
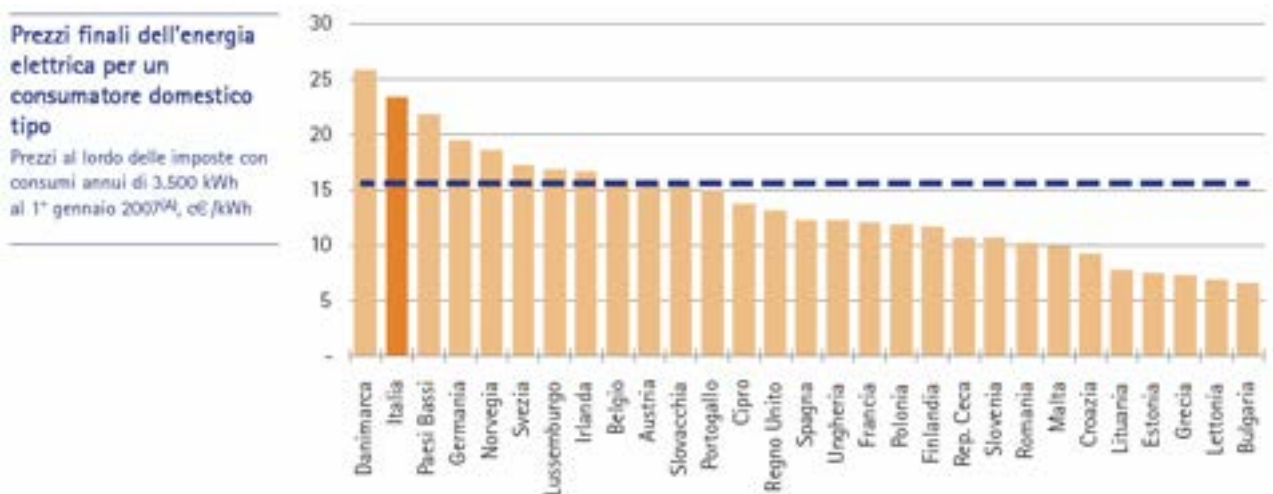


Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti di energia utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica totale [1.1].

In Figura 2 sono mostrati con maggiore dettaglio i contributi delle singole fonti non rinnovabili impiegate nella produzione nazionale di energia elettrica. Si evidenzia come il 65.1% provenga da gas naturale, il 10% da prodotti petroliferi (es. olio combustibile) ed il 17.4% da combustibili fossili solidi.

A causa di diversi fattori, tra cui l'assenza di centrali nucleari, l'utilizzo di vecchi impianti termoelettrici a basso rendimento, la scarsa penetrazione dei sistemi a fonti rinnovabili diversi dall'idroelettrico e dal geotermico, ha portato il mercato nazionale a registrare dei prezzi dell'energia elettrica sensibilmente maggiori rispetto alla media europea.



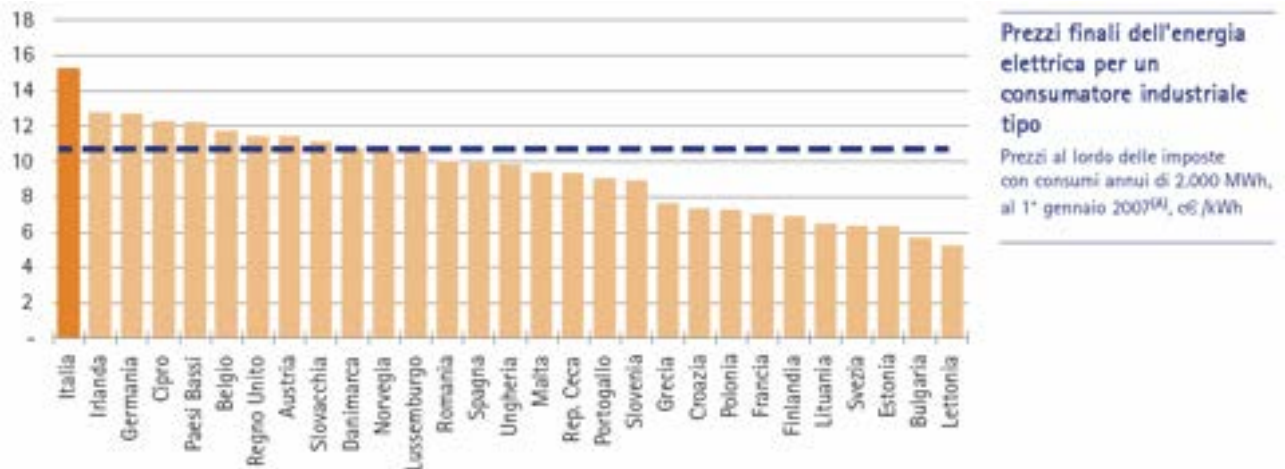


Figura 3: Prezzi finali dell'energia elettrica per l'utenza finale nei diversi stati europei (2007). In alto i prezzi sono riferiti per i consumatori di tipo domestico, in basso per i consumatori di tipo industriali [1.2].

Questo scenario giustifica il crescente interesse nei confronti delle iniziative che puntano alla promozione del risparmio energetico e allo sfruttamento delle risorse distribuite sul territorio.

In questo contesto energetico stanno trovando gli impianti di cogenerazione, specialmente in sistemi di piccola taglia (potenza inferiore a 10 MVA). In particolare, con riferimento al 2004, si è riscontrato che l'88% dell'energia elettrica prodotta si è ottenuta mediante l'impiego di fonti energetiche non rinnovabili, per lo più *gas naturale* (83%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzate per produrre solo il 12% della produzione elettrica da termoelettrico in assetto di cogenerazione (Figura 4).

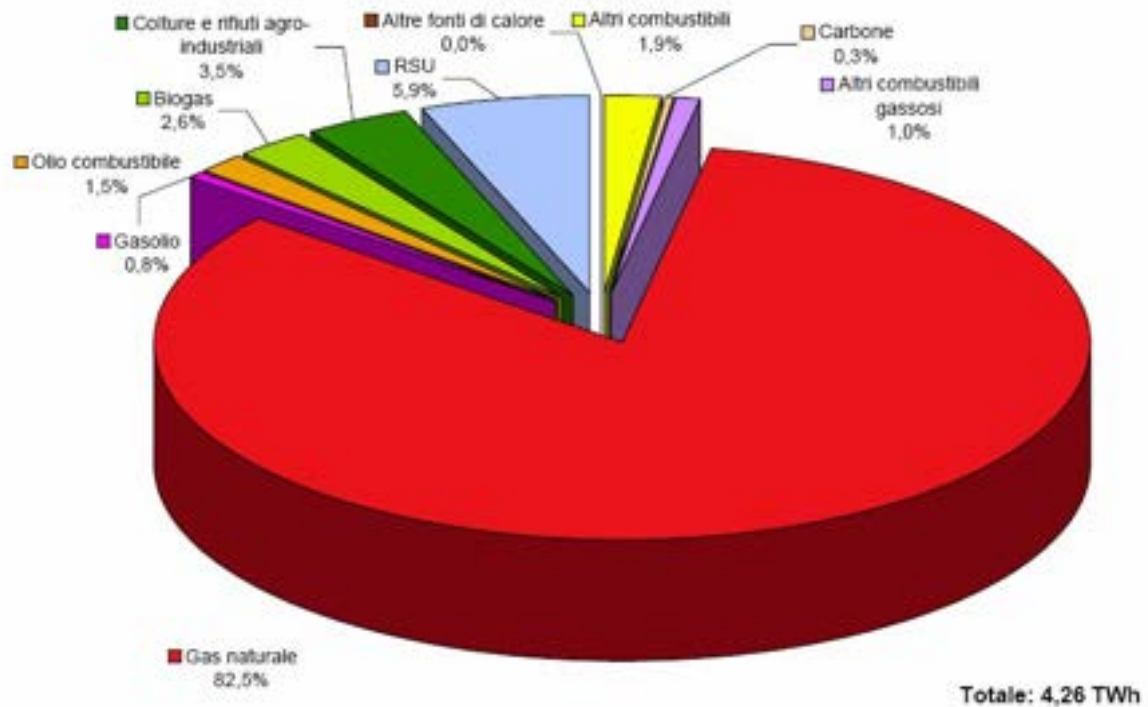


Figura 4: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti di energia utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione in cogenerazione (2004, [1.3]).

1.2. Principio fondamentale della cogenerazione

Il principio fondamentale su cui si basa la cogenerazione è il seguente: in qualsiasi ciclo termodinamico diretto, grazie al quale è possibile estrarre lavoro utile (energia meccanica/elettrica), parte del calore a più elevata temperatura entrante nel ciclo deve necessariamente essere ceduto a più bassa temperatura. Tale quota di calore ceduto rappresenta la quantità di calore ad alta temperatura che per i limiti imposti dalla termodinamica non è stato possibile convertire in lavoro utile, risultando quindi una perdita nel processo di conversione dell'energia.

Nel caso in cui esistesse un utilizzatore termico che richieda calore a bassa temperatura e se tale calore potesse essere realmente recuperato, si realizzerebbe un processo di cogenerazione, ossia un processo con produzione congiunta di energia meccanica/elettrica e termica.

Il beneficio della cogenerazione risiede proprio nel fatto che con la produzione congiunta si ottiene in genere un risparmio sul consumo di energia primaria rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica prodotte.

1.3. Cogenerazione, piccola cogenerazione e micro cogenerazione

Ai sensi della Legge del 23 agosto 2004, n.239 si definisce impianto di *micro generazione* un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW. Per estensione si è dunque parlato di *micro cogenerazione* per gli impianti con capacità di generazione non superiore a 1 MW capaci di realizzare una produzione combinata di energia elettrica e calore.

In seguito al decreto legislativo dell'8 febbraio 2007, n.20² la definizione di micro cogenerazione è stata modificata, suddividendo il campo 0÷1MW in *piccola* e *micro* cogenerazione, secondo quanto segue:

- unità di micro cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe;
- unità di piccola cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe.

Lo stesso decreto suggerisce la definizione di cogenerazione, attualmente in vigore, come *“la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica”*.

1.4. Legame tra micro cogenerazione e generazione distribuita sul territorio

Un aspetto fondamentale di cui occorre tenere conto quando si analizzano le opportunità di risparmio energetico offerte dalla cogenerazione, è legato alle proprietà di trasporto dell'energia elettrica e del calore.

² Il quale ha recepito la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE.

L'energia elettrica può essere trasportata per lunghe distanze (migliaia di km) con perdite relativamente contenute, mediante il moto di "cariche elettriche" all'interno di un mezzo conduttore.

L'energia termica può essere trasportata mediante la canalizzazione di un fluido termovettore all'interno di una condotta che consenta al fluido termovettore di circolare dal punto di generazione del calore sino al punto di utilizzo. Sebbene le opere di coibentazione lungo la condotta venissero realizzate secondo regola d'arte (e secondo i criteri di minimizzazione economica del kWt trasportato) si osserverebbe un forte effetto di dispersione termica, da cui ragionevolmente discende l'opportunità di consumare l'energia termica solo in prossimità del luogo di produzione.

Quando la domanda di calore è associata ad una produzione industriale (industria chimica, industria alimentare, della carta, ecc...) può risultare possibile accoppiare alla generazione concentrata di energia elettrica prodotta dai grossi impianti energetici la cogenerazione del calore richiesto, in quanto centrale elettrica e industria di produzione sono solitamente ubicate all'interno di uno stesso polo industriale. Quando invece la domanda di calore è associata ad utenze di tipo civili o ad industrie di piccole dimensioni, risulta più complesso accoppiare i sistemi di generazione elettrica concentrata alla cogenerazione di calore, in quanto i primi sono solitamente distanti dai centri urbani dove solitamente è concentrata la domanda di calore delle utenze civili e della piccola industria; in queste condizioni risulterebbe più semplice sfruttare le opportunità di risparmio energetiche offerte dalla cogenerazione mediante piccoli impianti ubicati in prossimità delle stesse utenze termiche.

Questo spiega il motivo per cui, per applicazioni civili o industriali di piccola taglia, le opportunità della cogenerazione sono solitamente legate ad impianti di piccola/micro cogenerazione distribuiti sul territorio.

1.5. Sistemi impiegati nella piccola/micro cogenerazione a gas naturale

Le tecnologie più comunemente impiegate per applicazioni di cogenerazione su piccola scala sono basate sull'utilizzo massiccio di gas naturale (vedere Figura 4). In particolare queste tecnologie sono le micro turbine a gas e i motori alternativi a combustione interna.

In Figura 5 è mostrato uno schema a blocchi semplificato di un tipico impianto di cogenerazione a micro turbina. In questo caso la potenza elettrica lorda è prodotta da un generatore elettrico connesso meccanicamente con l'albero della turbina. All'interno

dell'impianto sono presenti diversi organi ausiliari (compressore gas naturale, pompe per l'acqua calda, sistema di elettronica di potenza), i quali concorreranno ad assorbire parte della potenza lorda generata.

I gas combusti uscenti dalla micro turbina posseggono di solito un'elevata temperatura ($>400^{\circ}\text{C}$), ragione per cui questi vengono indirizzati verso uno scambiatore di calore per la cogenerazione di potenza termica.

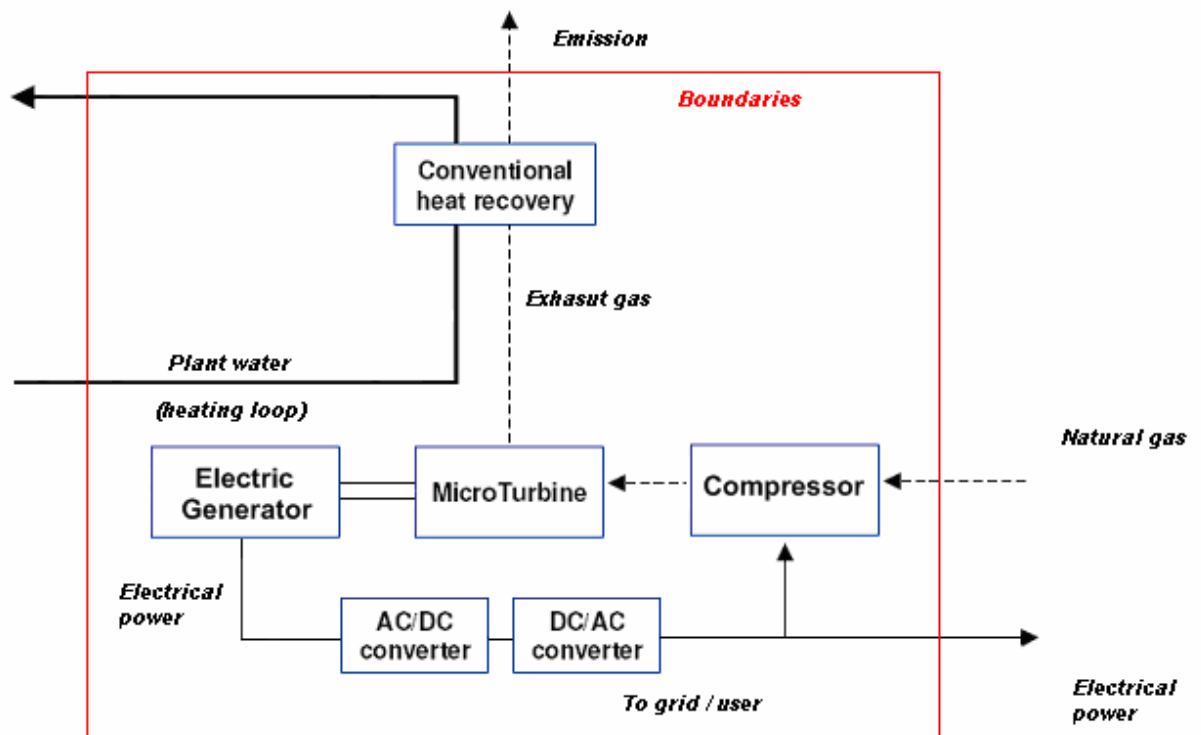


Figura 5: Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione a micro turbina.

In Figura 6 è mostrato uno schema a blocchi semplificato di un tipico impianto di cogenerazione con motore a combustione interna. Per un impianto di questo genere, la potenza elettrica lorda è prodotta da un generatore elettrico connesso meccanicamente all'albero motore. All'interno dell'impianto sono presenti diversi ausiliari (compressore gas naturale, pompa per l'olio motore, pompa per l'acqua calda, ventole, sistema di elettronica di potenza), i quali concorrono ad assorbire parte della potenza lorda generata.

Nel caso di un motore alternativo a combustione interna, si ha che la cogenerazione di potenza termica è associata a due distinti flussi di calore:

- potenza termica recuperabile dai gas di combustione uscenti dallo scarico ($T > 400^{\circ}\text{C}$);

- potenza termica recuperabile dalla refrigerazione interna del motore (acqua a temperature prossime ai 90°C).

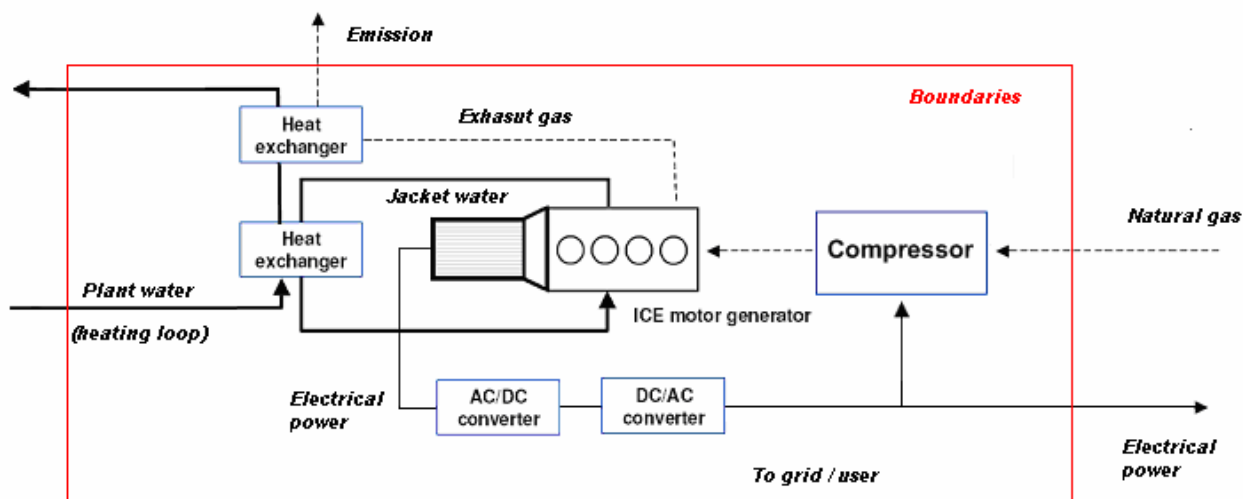


Figura 6: Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione con motore a combustione interna.

1.6. Riferimenti bibliografici

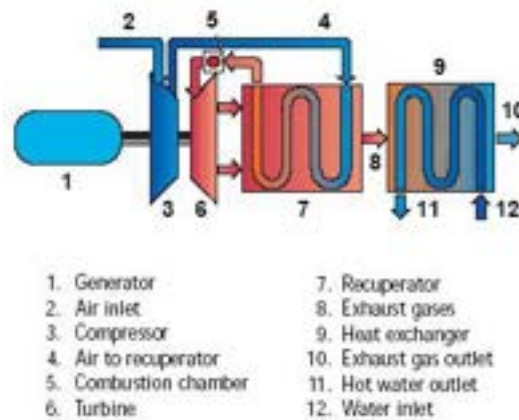
- [1.1] Struttura, prezzi e qualità del mercato elettrico – AEEG. 2008.
- [1.2] Contesto internazionale e nazionale – AEEG. 2008.
- [1.3] Allegato A – Delibera del 25 luglio 2006 n. 160 – Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico.

2. Sistemi di micro – cogenerazione

Il presente capitolo analizza le principali caratteristiche tecnologiche dei due tipi di cogeneratori di piccola taglia a gas naturale attualmente più diffusi, le microturbine, e i motori a combustione interna. Si focalizza l'attenzione su sistemi di taglia inferiore a 300 kWe, concentrando l'analisi su aspetti quali l'efficienza elettrica e termica, e le emissioni specifiche di inquinanti.

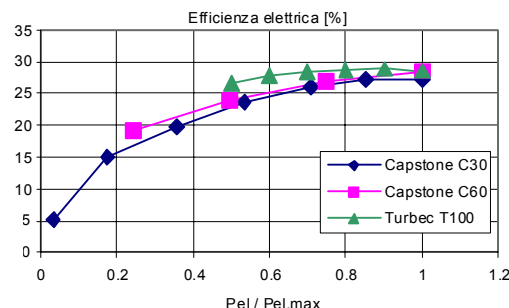
2.1. Microturbine

Le microturbine rappresentano una novità per il mercato della generazione distribuita, essendo state commercializzate attorno all'anno 2000. Tali macchinari si basano sull'impiego di un ciclo rigenerativo associato a turbomacchine radiali, che per le taglie piccole risultano più economiche e meglio operanti rispetto alle macchine assiali su cui si basa la tecnologia dei turbogas industriali. La singola microturbina è caratterizzata da potenze nominali che vanno da 28 kW a 100 - 200 kW. L'architettura modulare, tuttavia, consente di installare potenze maggiori semplicemente realizzando un parallelo di più macchine. Esse sono anche idonee al recupero del calore allo scarico in quanto, nel caso di impiego di gas naturale come combustibile, i gas esausti escono a una temperatura di circa 270°C.

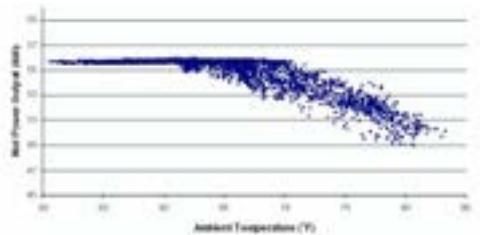


Schema di principio di una microturbina

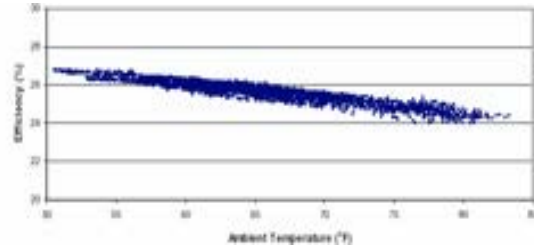
Le microturbine sono caratterizzate da un'efficienza elettrica inferiore rispetto ai motori a combustione interna di pari taglia, nonché fortemente variabile in funzione del carico e delle condizioni ambiente. Nelle figure successive sono riportati tali andamenti.



Efficienza elettrica delle microturbine Capstone C30 e C60. Nota: entrambe le efficienze sono calcolate al lordo dell'assorbimento del compressore del gas naturale

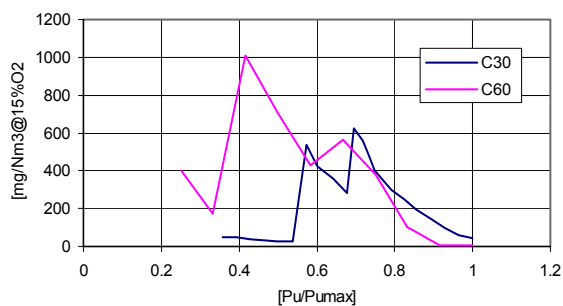


Effetto della temperatura ambiente sulla potenza elettrica massima

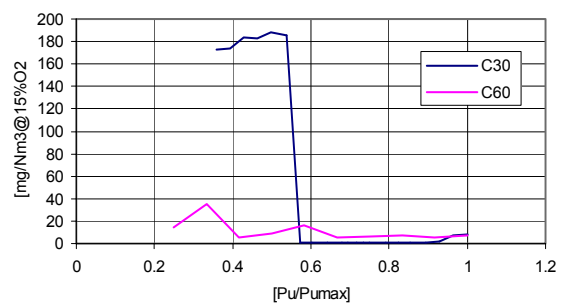


Effetto della temperatura ambiente sull'efficienza elettrica

Le microturbine sono spesso caratterizzate da contenuti valori di emissioni a punto nominale, ma notevolmente variabili in funzione del carico. Nelle figure seguenti sono raffigurate le emissioni delle microturbine Capstone C30 e C65.



Andamento delle emissioni di CO, [mg/Nm³@15%O₂]

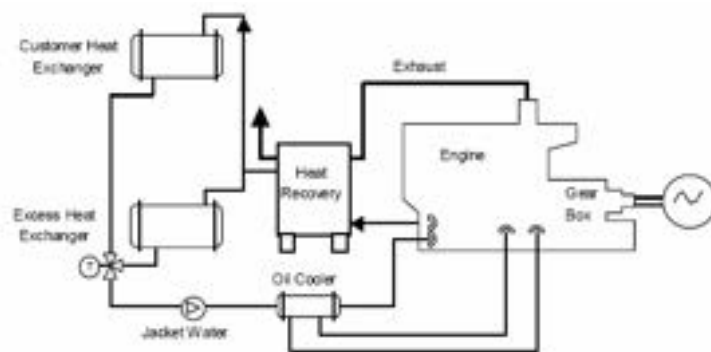


Andamento delle emissioni di NOx, [mg/Nm³@15%O₂]

Nonostante questi difetti, le microturbine godono di notevole interesse in quanto consentono di rientrare nei limiti imposti dalle più stringenti normative ambientali.

2.2. Motori a combustione interna

I motori a combustione interna sono i sistemi attualmente più diffusi in quanto hanno ormai raggiunto la maturità tecnologica, e sono avvantaggiati dalla presenza sul territorio di tecnici preparati. Essi presentano il vantaggio di poter funzionare con un'ampia gamma di combustibili, sia liquidi sia gassosi, permettendo dunque una discreta flessibilità. Il loro campo di applicazione è piuttosto ampio, con potenze nominali che vanno da 15 kW a qualche MW.



Schema di principio di un cogeneratore con motore a combustione interna

Le principali tipologie di motori impiegati per la produzione di energia elettrica sono:

- motori ad accensione comandata progettati per il funzionamento con benzina, convertiti al combustibile gassoso. Di solito si tratta di motori di piccola taglia (15 – 30 kW), leggeri, con un'elevata potenza specifica. La conversione comporta degli effetti limitati sull'efficienza, ma ne diminuisce la potenza massima di circa il 10 - 15%. Tuttavia, grazie alla produzione in grandi volumi degli autoveicoli, il loro costo è contenuto, a fronte di un ciclo di vita è relativamente corto (10.000 – 15.000 ore);
- motori ad accensione per compressione convertiti al combustibile gassoso. La potenza di tali motori è fino a 200 kW. La conversione riguarda gli stantuffi, le teste e la distribuzione. La conversione non causa, in genere, una riduzione della potenza massima;
- motori stazionari convertiti a motori a gas, oppure motori in origine progettati come motori a gas. Si tratta di motori di grandi dimensioni, costruiti per applicazioni marine o industriali, con una potenza che può raggiungere i 3 MW. La loro robustezza ne incrementa i costi iniziali, ma garantisce un ciclo di vita superiore (15 – 20 anni);
- motori stazionari dual-fuel. Si tratta di motori diesel con potenze fino a 6 MW, in cui il combustibile principale è il gas naturale, mentre la combustione è innescata da un'iniezione pilota di gasolio. Della massa di combustibile bruciata il 90% è

rappresentato da gas naturale, mentre il restante è apportato dalla iniezione pilota di gasolio. Questa tipologia di motori può operare, in caso di necessità, anche con solo gasolio.

Ai fini cogenerativi, le sorgenti da cui è comunemente recuperato il calore sono:

- l'olio lubrificante;
- l'acqua di raffreddamento;
- l'intercooler (per motori sovralimentati);
- i gas di scarico.

La minima temperatura dei gas di scarico all'uscita dello scambiatore deve essere di 160 – 170°C per i combustibili contenenti zolfo (al fine di evitare la formazione di condensa corrosiva), mentre per i combustibili privi di zolfo la temperatura può scendere a 90 – 100°C. Per elevare la potenza utile di un motore è comunemente applicata la sovralimentazione, effettuata solitamente mediante l'installazione di un turbocompressore (più di uno per motori di grandi dimensioni): una turbina a gas è azionata dai gas di scarico, la quale trascina un compressore che comprime l'aria di alimentazione del motore. La temperatura dell'aria in uscita dal compressore può essere dell'ordine dei 120 – 140°C, quindi possiede una bassa densità. Al fine di aumentare il coefficiente di riempimento del motore è necessario interporre uno scambiatore tra il compressore e l'ambiente di aspirazione del motore (intercooler), in modo tale da raffreddare l'aria comburente.

Esistono due tipici livelli di temperatura di uscita dall'intercooler:

- bassa temperatura (circa 45°C);
- alta temperatura (circa 90°C).

Se si vuole utilizzare per i fini cogenerativi l'acqua di uscita dall'intercooler (come nel caso di recupero del calore per riscaldamento ambienti) potrebbe essere preferibile il livello alto di temperatura, in quanto può aumentare l'efficienza termica del gruppo di cogenerazione di circa 3 – 5%.

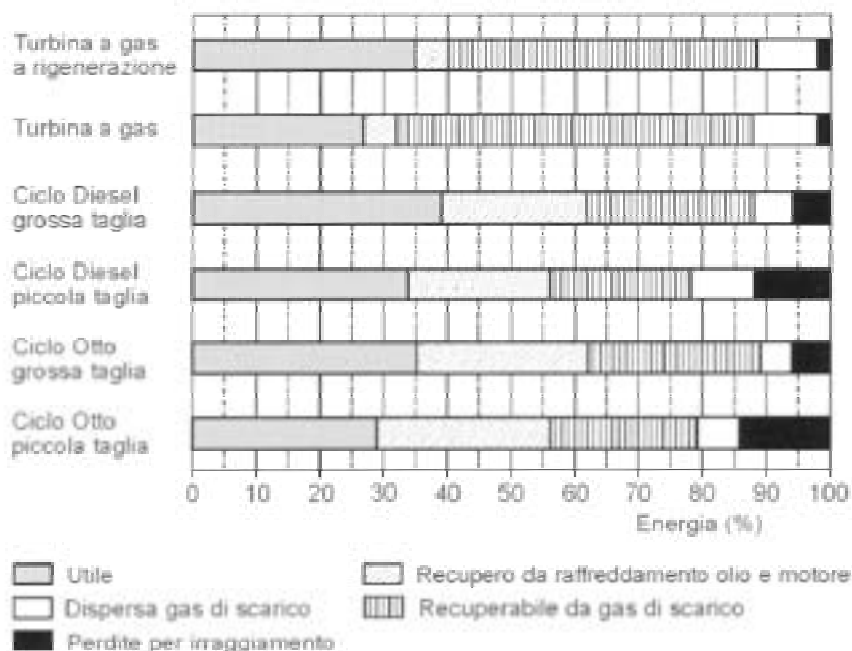
Il principale vantaggio dei motori a combustione interna risiede nella elevata flessibilità di esercizio, in quanto possono soddisfare i carichi più disparati, con contenuti rischi di interruzioni di servizio. Elevata è anche la capacità di seguire il carico con un rendimento poco variabile: i motori alternativi sono infatti in grado di mantenere anche al 50% del carico un'efficienza pari all'85% - 90% di quella nominale, rendendoli particolarmente appetibili per la generazione distribuita (ad esempio i rendimenti nominali si attestano intorno al 35 – 42% nel caso di pieno carico, 32 – 40% a metà carico).

2.3. Confronto fra le tecnologie

I sistemi cogenerativi sono caratterizzati da un rendimento elettrico e da un rendimento termico: di questi il primo, che dipende dal rendimento meccanico del motore e dal rendimento dell'alternatore, è il più importante in quanto influenza direttamente i costi per due diversi motivi: innanzitutto, a parità di richiesta di energia elettrica, il consumo di combustibile è tanto minore quanto maggiore è il rendimento elettrico; in secondo luogo il costo del combustibile è tanto minore quanto maggiore è il rendimento elettrico, grazie al criterio di defiscalizzazione.

I motori in ciclo Otto sono caratterizzati da rendimenti elettrici che vanno da un minimo del 27% per le taglie più piccole, per diventare superiori al 34% per i motori da 300 kW ed arrivare fino ad un massimo del 38% per i motori da qualche MW. Il rendimento termico si mantiene attorno al 50% - 55% per tutte le taglie. I motori in ciclo Diesel hanno rendimenti più elevati: già per le piccole taglie si attestano a livelli superiori al 30%, per arrivare al 38% già in alcune versioni da 200 kW e superare il 40% nelle taglie sopra 1 MW. Di contro i rendimenti termici sono inferiori di circa il 5-10% rispetto ai corrispondenti ciclo Otto.

La figura seguente riporta i bilanci termici indicativi dei motori endotermici e delle turbogas.

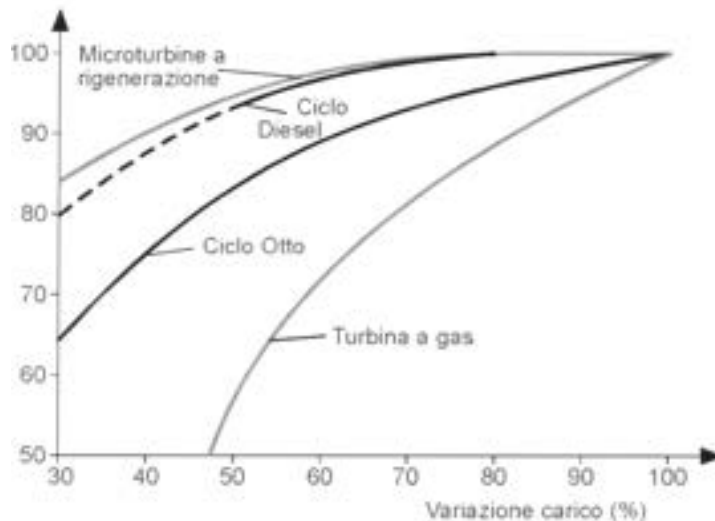


Per i motori endotermici, la suddivisione tra grossa e piccola taglia è fissata intorno ai 100 kW, quindi tra motori di derivazione automobilistica e motori industriali. Se l'andamento del

rendimento meccanico è sostanzialmente lineare con la potenza complessiva prodotta, le perdite per irraggiamento dipendono dalla conformazione del motore: quelli di derivazione automobilistica, più leggeri, hanno perdite doppie rispetto agli industriali, a causa anche della maggiore superficie disperdente per potenza unitaria. Solo una parte dell'energia termica dei fumi di scarico può essere recuperata. Questa percentuale è tanto maggiore quanto più bassa è la temperatura in uscita e quindi anche la temperatura del recupero.

Il rendimento meccanico di un motore varia in funzione della percentuale del carico. Di conseguenza varia anche il rendimento elettrico del sistema cogenerativo, e anche quello termico. In particolare questo aumenta al diminuire del rendimento elettrico, mentre il rendimento globale, somma dei due, si mantiene pressoché costante. Di conseguenza, se quando diminuisce il rendimento elettrico, si ha una maggiore produzione di energia termica, cosa non sempre gradita.

La figura seguente mostra la variazione percentuale del rendimento elettrico, a partire dal valore massimo, per i motori alternativi ad accensione per compressione e ad accensione per scintilla e per le turbine a gas.



Il valore in ascissa riporta la percentuale fornita rispetto alla massima potenza erogabile al numero di giri considerato.

Il rendimento dei motori Diesel è poco condizionato dal carico applicato: a metà potenza mantengono un rendimento superiore al 90% del valore massimo.

Tuttavia questi motori non possono essere utilizzati con carico inferiore al 50% (sempre inteso rispetto al massimo erogabile a un determinato numero di giri) per periodi continuativi,

pena un rapido degrado del motore. Il motivo è facilmente spiegato: le fasce di tenuta dei pistoni lavorano bene solamente in presenza di un differenziale di pressione agente sulle stesse, in modo da garantire un certo angolo d'incidenza tra le fasce stesse e la camicia del cilindro. Nel caso questo differenziale non fosse sufficiente, le fasce lavorerebbero in posizione quasi orizzontale, provocando una lappatura della superficie della camicia, con conseguente trafilamento d'olio e perdita di compressione e, quindi, di resa. E' il fenomeno che accade anche alle comuni automobili quando in fase di rodaggio non vengono sottoposte ad un carico adeguato.

I motori ad accensione comandata sono più sensibili, dal punto di vista del rendimento, alle variazioni di carico rispetto ai motori Diesel, soprattutto a causa del sistema di formazione della miscela combustibile-aria, ma in compenso possono funzionare senza problemi fino al 30% della potenza massima. Il rendimento delle turbine a gas tradizionali, decade rapidamente al diminuire del carico. A parità di numero di giri, in una turbina a gas monoalbero la potenza erogata è proporzionale alla temperatura di combustione, quindi del combustibile immesso. Il rendimento decade al diminuire della temperatura di combustione.

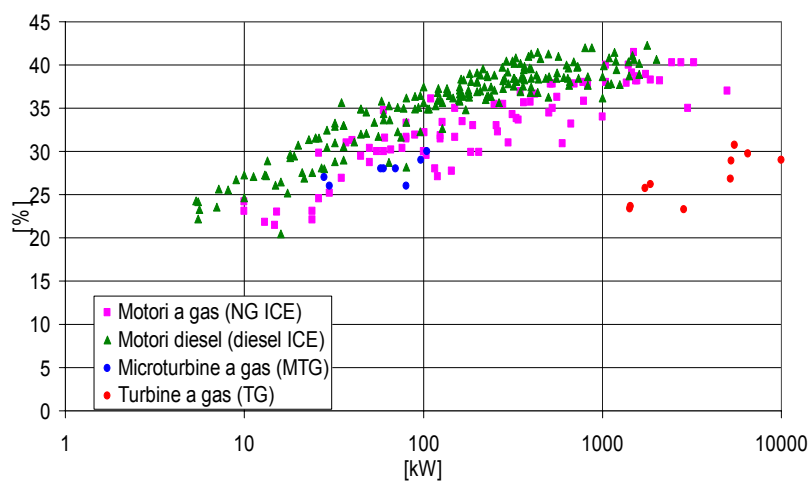
Diverso il discorso per le microturbine a rigenerazione dotate di inverter. In questo caso il numero di giri dell'albero turbina - alternatore è completamente svincolato dalla frequenza della rete elettrica, perché l'energia prodotta viene convertita tramite l'inverter. Ciò permette di far funzionare la turbina sempre a un numero ottimale di giri, mantenendo elevato il rendimento anche ai carichi parziali.

La potenza generata ed il rendimento dei motori varia in funzione della temperatura dell'aria aspirata nei cilindri. All'aumentare della temperatura aumenta il volume specifico dell'aria: di conseguenza diminuisce il rendimento volumetrico del motore perché diminuisce la massa d'aria introdotta nel cilindro.

Nella figura successiva sono riportate le efficienze elettriche nominali, in funzione della taglia, delle unità di DG attualmente in commercio, di cui sono reperibili datasheet.

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio



Efficienza elettrica di unità di DG, punto nominale. Fonte: Datasheet

3. Aziende contattate

Si riporta nella tabella seguente la lista delle Aziende contattate unitamente ai referenti individuati nel reperimento dei dati tecnici dei cogeneratori, suddivisi per macchine con motore a combustione interna e con microturbina.

Le Aziende riportate nella tabella si sono rese disponibili, a seguito della richiesta dati, a fornire delle specifiche di maggior dettaglio sul funzionamento delle macchine da essi prodotte o commercializzate.

	ICE											MGT				
Produttore	ENERGIA NOVA		BAXTER			CGT		CPL CONCORDIA			GE ENERGY		INTERGEN		TURBEC	ELLIOTT
Sede	Torino		Perugia			Vimodrone (MI)		Concordia sulla Secchia (MO)			Bussolengo (VR)		Lomagna (LC)		Campodarsego (PD)	
Modello	TA50		CHP70	CHP100	CHP200	G3406 LE	G3408 LE	BB60 AS	BB90 AS	BB125 AS	J208GS		TCG 2015 V6	TCG 2015 V8	T100	TA100CHP
Potenza elettrica nominale (kW)	50		71	105	201	184	252	61	91	128	294		171	230	100	100
Sito Web	www.energia-nova.it		www.baxterenergyv.com			www.cgt.it		www.cpl.it			www.genergvpower.com		www.deutz.com www.intergen.it		www.turbec.com	www.eps-energy.it www.elliottmicroturbines.com
Contatto	Dott. Gianni Pilati 011 2974285 g.pilati@energianova.it		Ing. Massimiliano Santini 075 5055510 ms@baxterenergyv.com			Ing. Sergio Dotti 02 27427785 sdotti@cgt.it		Sig. Giorgio Luppi (0535 61 61 11 - 335 7554749) gluppi@cpl.it Ing. Strazzi Stefano (0535 616259) sstrazzi@cpl.it			GEJenbacher a company of GE Energy Ing. Guido Dolcetta 045 6760.235 335 7587849 guido.dolcetta@ge.com		Intergen Ing. Marco Rovaris 039 5914 321 marco.rovaris@intergen.it		EPS Power System Ing. Lucio Zamignan 049 9202000 EXT 221 Lucio_Zamignan@eps-energy.com	

Altri produttori, invece, non hanno reso disponibili dati di maggior dettaglio oltre quelli già presenti nelle schede tecniche messi a disposizione sui siti internet dell'Azienda stessa. Per tali soggetti sono stati esaminati pertanto esclusivamente i dati riportati sulle schede tecniche scaricabili dal web. Nello specifico, le Aziende in questione sono:

- Energifera e MTU per quanto concerne i motori a combustione interna;
- Capstone e Ingersoll Rand per quanto concerne le microturbine.

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio

4. Schede tecniche

Il presente capitolo riporta i dati tecnici di funzionamento dei principali cogeneratori presenti in commercio, sia microturbine, che motori a combustione interna, e vengono inoltre allegate le schede tecniche che è stato possibile recuperare dai siti internet dei diversi produttori.

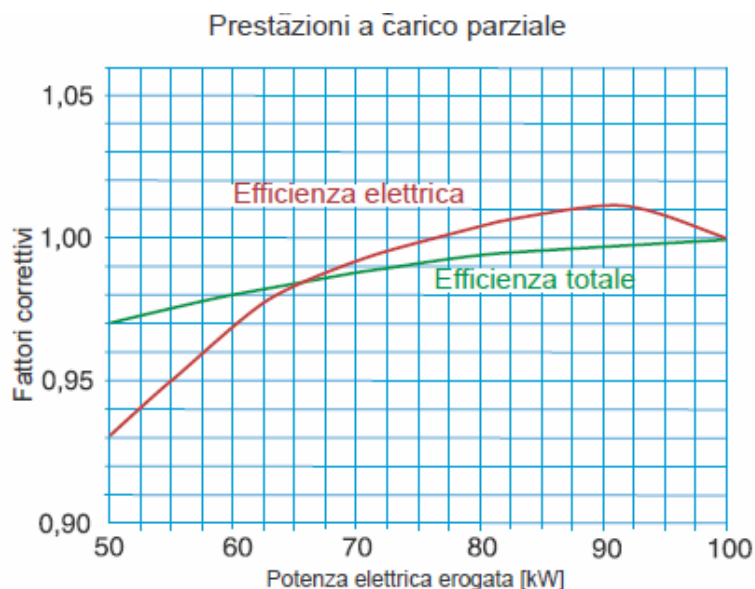
4.1. Microturbine

La presente tabella riassuntiva mostra i dati tecnici principali delle microturbine considerate. La dizione “*vedi paragrafo relativo*” indica che per la macchina in questione il produttore ha fornito anche i dati di maggior dettaglio, che vengono più diffusamente riportati nel seguito.

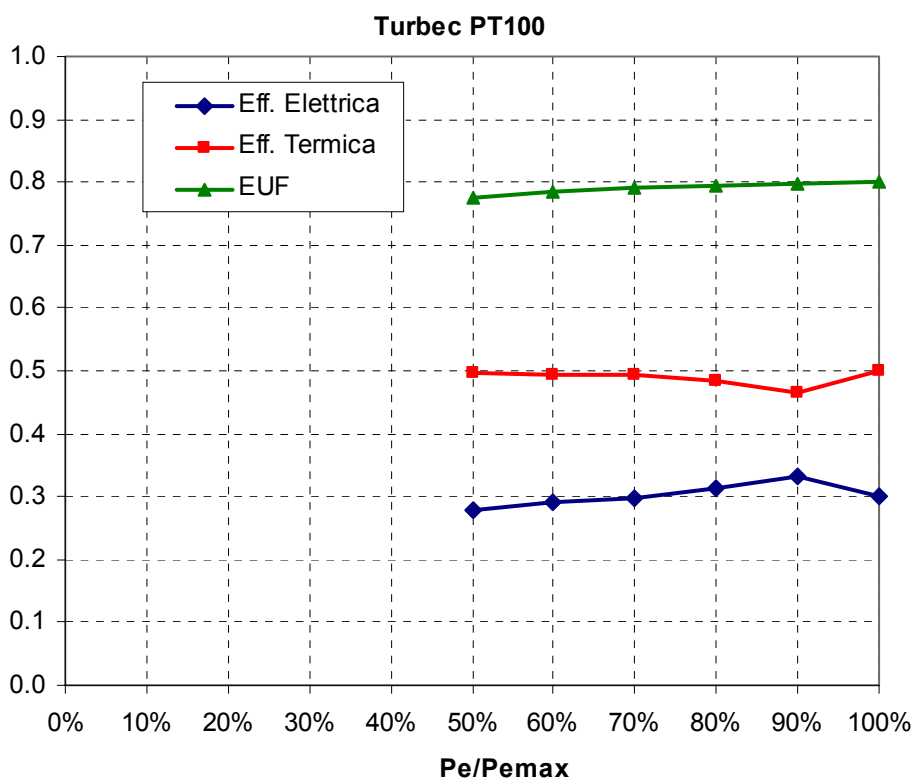
	MGT				
Produttore	TURBEC	ELLIOTT	CAPSTONE		INGERSOLL RAND
Modello	T100	TA100CHP	C30	C65	MT270
Parametri Energetici					
Parte Elettrica					
Potenza elettrica nominale (kW)	100	100	28	65	270
Rendimento elettrico (% , rif. PCI)	30.0	29.0	25.0	29.0	30.0
Curva di efficienza elettrica	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo			
Parte Termica					
Potenza termica nominale (kW)	165	145	57	120	278.4
Efficienza termica	50.0	40.0	50.0	53.0	30.9
Temperatura acqua calda (°C)	70-90	70-90			70-80
Portata acqua calda (m3/h)	7.1	6.2			22.7
Curva di efficienza termica	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo			
Potenza combustibile	333	344.8	112.0	224.1	900.0
Portata di combustibile (Sm3/h)	34.8	37.7	11.7	23.4	93.8
Curva portata di combustibile (regimi parziali)	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo			
EUF	80	69	76	82	61
Fumi					
Temperatura fumi (°C)	90	vedi paragrafo relativo	275		242
Portata fumi (kg/s)	0.8	0.79	0.31		
Parametri Ambientali					
Emissioni					
CO / electric output [mg/kWh_el]	216	333	548	96	
CO / thermal output [mg/kWh_th]	130	241	274	53	
CO_fuel [mg/kWh_f]	64.8	97	137	28	
NOx / electric output [mg/kWh_el]	384	525	86	127	
NOx / thermal output [mg/kWh_th]	230	381	43	69	
Nox_fuel [mg/kWh_f]	115.2	152	22	37	
Rumorosità					
	70 dBA (1m)	62 dBA (10m) 75 dBA (1m)	65 dBA (10m)	70 dBA (10m)	83 dBA (1m)
Tempi caratteristici					
Tempo warm up (min)					
Tempo cooling down (min)					
Web					
	www.turbec.com	www.eps-energyv.it www.elliottmicroturbines.com www.bowmanpower.co.uk	www.capstoneturbine.com	www.irenergysystems.com	
Contatti					
	Ing. Lucio Zamignan 049 9202000 EXT 221 Lucio_Zamignan@eps-energyv.com	Ing. Lucio Zamignan 049 9202000 EXT 221 Lucio_Zamignan@eps-energyv.com			

4.1.1. Turbec PT100

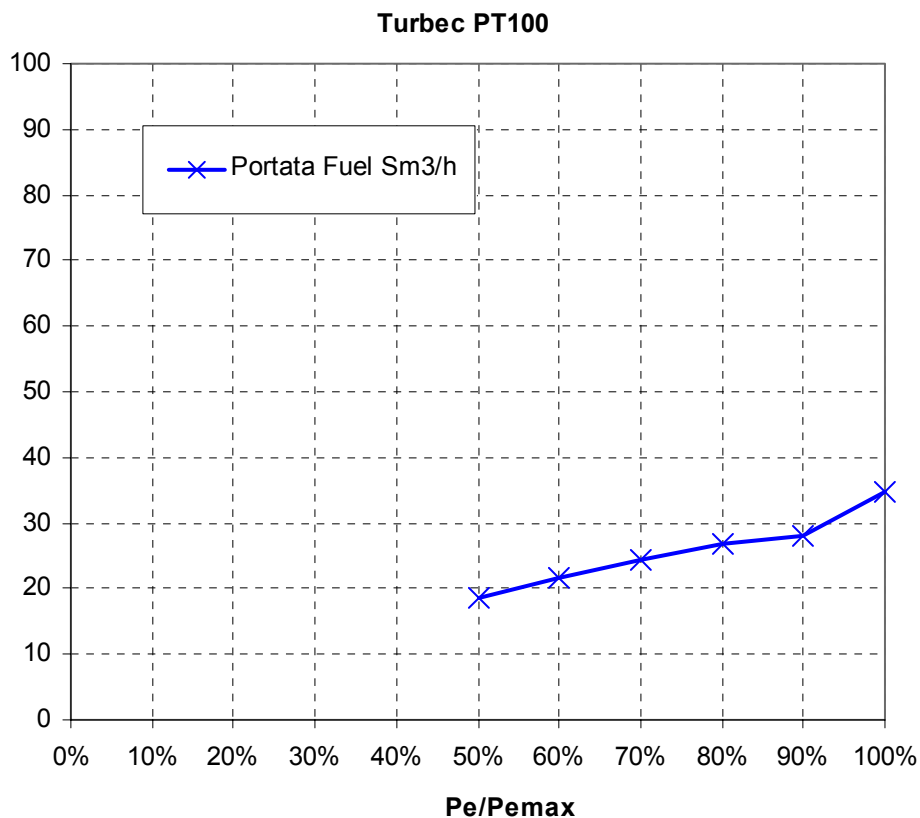
Dalle brochure tecniche disponibili sul sito internet della Turbec, si ha il seguente grafico relativo all'efficienza elettrica e all'efficienza totale (EUF) della macchina.



Applicando i fattori correttivi alle potenze elettriche e termiche nominali (rispettivamente 100 kWe e 165 kWt), si ottiene il seguente grafico:



Il grafico seguente mostra la portata di combustibile, calcolata ipotizzando un potere calorifico del gas naturale pari a 9.59 kWh/Sm³.



Si riportano nel seguito le schede tecniche (fonte: sito internet del produttore).

Accordo di Programma MSE-ENEA:

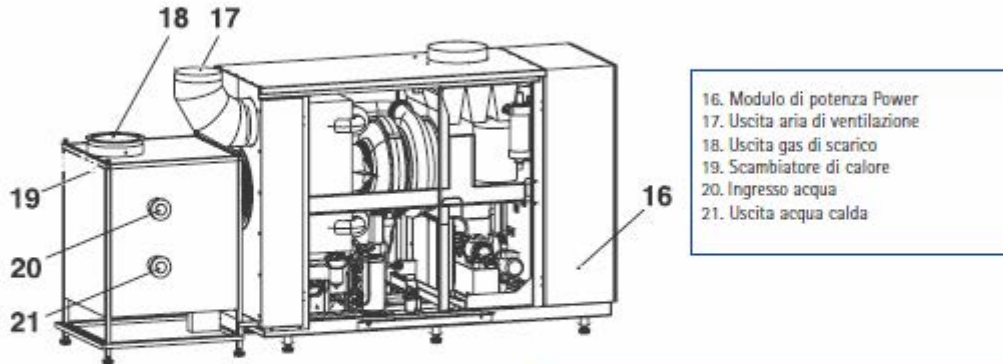
Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio

General identification	
Usage	Indoor/ Outdoor
Dimension	Width 900 mm
	Height 1810 mm
	Length 2770 mm
Weight	T100 P 2250-2750 kg (*)
	T100 PH 2770-3100 kg (*)
Fuel	Natural gas (**)
(*) Indoor / Outdoor	
(**) Different fuel is available with modification on standard unit (biogas, diesel, kerosene, methanol, LPG)	
Gas turbine	
Compressor type	Centrifugal
Turbine type	Radial
Type of combustion chamber	Lean pre-mix
Number of combustion chamber	1
Pressure in combustion chamber	4.5 bar(a)
Turbine inlet temperature	950 °C
Number of shaft	1
Nominal speed	70000
Consumption of lubrication oil	<3 ltrs/year (6000h operation)
Electrical data	
Voltage output	400/230 V AC, 3 phases
Frequency output	50 Hz (60 Hz)
Fuel requirements	
Pressure min/max	0.02/1.0 bar(g)
Temperature min/max	0/60 °C
Lower heating value	38-50 MJ/kg
Hot water installation (Power & Heat)	
Thermal output(hot water)	155 kW (±5) @ 70-90° C
Total efficiency	77% (±1) @ 70-90° C
Min water inlet temperature	50 °C
Max water outlet temperature	150° C
Max water pressure	25 bar (g)
Exhaust gas temperature	90 °C @ 70-90° C
Performance data	
Electrical output	100 kW (±3)
Electrical efficiency	30% (±1)
Fuel consumption	333 kW
Exhaust gas flow	0.80 kg/s
Exhaust gas temperature	270 °C
Noise level	70 dBA at 1 meter
Volumetric exhaust gas emission at 15% O ₂ and 100% load	
NO _x	< 15 ppm/v = 32 mg /MJ fuel
CO	< 15 ppm/v = 18 mg/MJ fuel
Turbec T100 is fully certified by CARB (California Air Resource Board)	
Maintenance	
The simple and rugged design of the T100 power module provides for a durable operation during many years. Expected life time of main components are listed below:	
Gas turbine engines:	> 60 000 hrs
Recuperator:	> 60 000 hrs
Combustor:	> 30 000 hrs
	(some parts < 30 000 hrs)
The preventive (scheduled) maintenance is divided into two different categories:	
	Interval (h) Outage (h)
Inspection	6 000 2
Overhaul	30 000 8



T100 Power and Heat

2. T100 Power and Heat (energia elettrica e calore)



L'unità T100 Power and Heat (T100 PH) è la T100 Power combinata con uno scambiatore di calore gas di scarico. Questa combinazione permette alla T100 di produrre calore ed energia elettrica combinati raggiungendo rendimenti complessivi elevati. I gas caldi che escono dalla microturbina possono essere utilizzati per produrre acqua calda. In questo modo viene massimizzato il rendimento della microturbina.

2.1.2 Sistemi ausiliari della T100 PH

Per informazioni riguardo i sistemi ausiliari, si veda il paragrafo 1.1.2 Sistemi ausiliari della T100 P

2.1.3 Dati tecnici della T100 PH

Dati identificativi

Tipo:	Microturbina
Costruttore:	Turbec Spa, Italy
Modello:	T100 PH
Applicazione:	Energia elettrica e calore combinati
Installazione:	Interna (Esterna opzionale)
Dimensioni	
Larghezza:	900 mm
Altezza:	1 810 mm
Lunghezza:	3 900 mm
Peso:	2 770 kg
Combustibile:	Gas naturale
Temperatura ambiente in ingresso:	da -25°C a 40°C (da -13°F a 104°F)
Umidità ambiente in ingresso:	<100 %
Temperatura aria circostante:	da -10°C a 40°C (da 14°F a 104°F)
Umidità circostante:	<100 %

Per informazioni riguardo i dati tecnici della turbina a gas, le caratteristiche elettriche e i requisiti del gas, si veda il paragrafo 1.1.3 Dati tecnici della T100 P.

2.1 Descrizione del prodotto

2.1.1 Componenti principali della T100 PH

I componenti principali della unità Power and Heat sono:

- Scambiatore di calore gas di scarico
- Modulo T100 Power

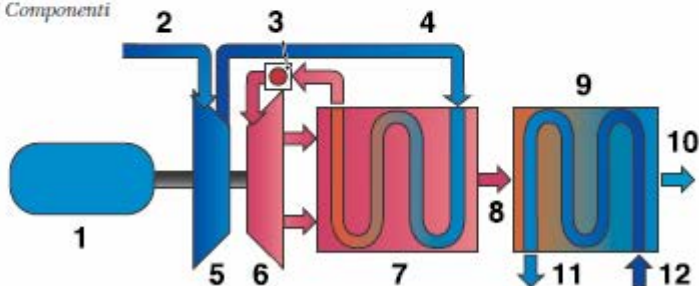
Scambiatore di calore gas di scarico

Lo scambiatore di calore gas di scarico è del tipo gas-acqua a circolazione in controcorrente. La temperatura dei gas di scarico è approssimativamente 270°C (518°F), quando entrano nello scambiatore di calore gas di scarico. L'energia termica derivante dai gas di scarico viene trasferita all'impianto acqua calda tramite lo scambiatore di calore dei gas di scarico. La temperatura dell'acqua in uscita dipende dalle condizioni dell'acqua in entrata, dalla temperatura e dalla portata massica.

I gas di scarico escono dallo scambiatore di calore attraverso una tubazione dei gas di scarico e successivo camino.

Per informazioni riguardo i componenti principali del modulo Power, si veda il paragrafo 1.1.1 Componenti principali della T100 P

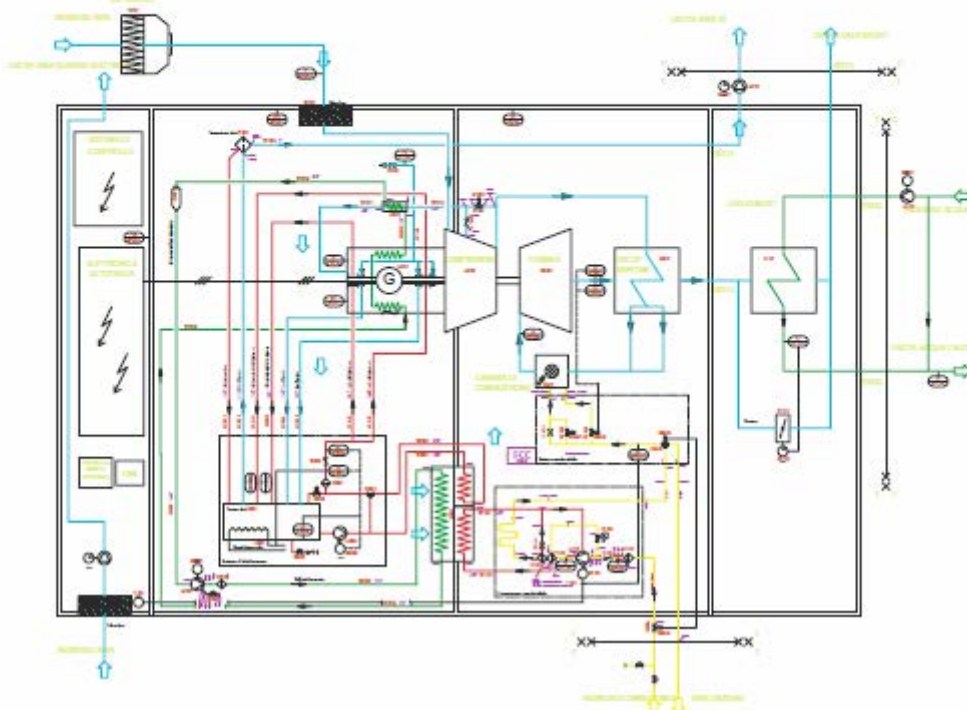
1. Generatore
2. Aria in ingresso
3. Camera di combustione
4. Aria al recuperatore
5. Compressore
6. Turbina
7. Recuperatore
8. Gas di scarico
9. Scambiatore gas di scarico
10. Uscita gas di scarico
11. Uscita acqua calda
12. Ingresso acqua





T100 Power and Heat

2.1.4 Grafico principale T100 PH



2.2 Prestazioni della T100 PH

Note sulle prestazioni

I dati sulle prestazioni comprendono i consumi dei sistemi ausiliari della T100, vale a dire la pompa dell'acqua di raffreddamento, il compressore, la pompa dell'olio ed il ventilatore aspirante. I dati si basano sulle seguenti condizioni per un'apparecchiatura nuova e pulita che funzioni conformemente alle condizioni indicate dagli standard ISO:

Altitudine area di installazione:	0 m sul livello del mare
Temperatura ambiente:	15°C (59°F)
Umidità relativa:	60%
Tipo combustibile:	Gas naturale
Dati per il PCI:	39 MJ/m ³ (1 047 Btu/scf)
Perdita di carico alla flangia di ingresso aria:	0 Pa (0 psi)
Perdita di carico dalla flangia gas di scarico:	0 Pa (0 psi)
Temperatura ingresso acqua:	50°C (122°F)
Temperatura uscita acqua:	70°C (158°F)

2.2.1 Caratteristiche di funzionamento

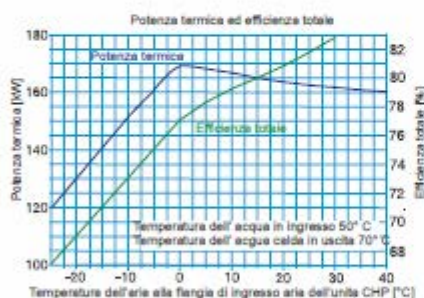
Pressione gas combustibile:	Bassa pressione di alimentazione (0.02 - 1.0 bar (g)) (0.3 - 14.5 psig)
Energia elettrica erogata:	100 kW (±3)
Rendimento elettrico:	30 % (±1)
Rendimento complessivo:	80 % (±1)
Rendimento termico (acqua calda):	165 kW (±5) (563 000 Btu/h)
Consumo di combustibile:	333 kW (1 137 000 Btu/h)
Portata gas di scarico:	0.80 kg/s (6 350 lb/h)
Temperatura gas di scarico:	70°C (158°F)
Livello di rumorosità:	70 dBA a 1 metro (3.3 ft)
Emissioni volumetriche gas di scarico al 15% O ₂ ; 100% del carico e a 15°C di temperatura dell'aria	
NO _x :	< 15 ppm v = 32 mg/MJ combustibile
CO:	< 15 ppm v = 18 mg/MJ combustibile



2.2.2 Influenza della temperatura dell'aria in ingresso

Il grafico presenta l'influenza della temperatura dell'aria in ingresso alla microturbina T100 PH considerando una fornitura di Gas Naturale in bassa pressione, 0,02 bar (g) (0,3 psig).

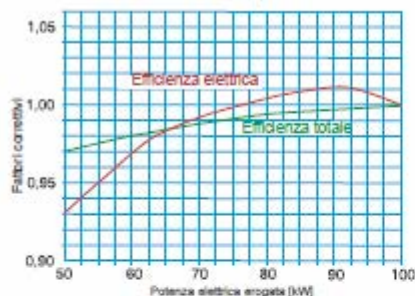
Dati preliminari. Si vedano ulteriori informazioni riguardo l'energia elettrica erogata e il rendimento al paragrafo 1.2.2 Influenza della temperatura di ingresso aria.



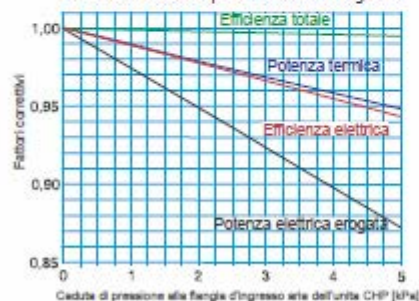
2.2.3 Variazioni delle prestazioni

Il rendimento termico riportato nel suddetto grafico dipende dalla temperatura dell'acqua in ingresso e dalla differenza fra l'acqua in uscita e in ingresso. Una diminuzione (o un aumento) di 10°C (18°F) della temperatura dell'acqua in ingresso aumenterà (o diminuirà) il rendimento termico di circa 8 kW come mostrato in figura. I fattori di correzione del rendimento vengono riportati nella medesima figura.

Prestazioni a carico parziale



Prestazioni a diverse perdite di carico in ingresso



T100 Power and Heat

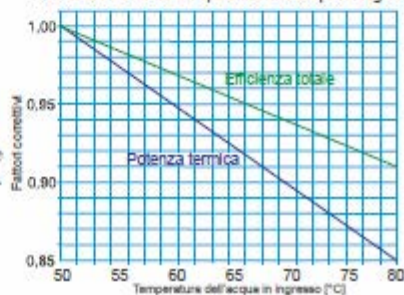
2.3 Fornitura e Terminali di collegamento della T100 PH

2.3.1 Fornitura

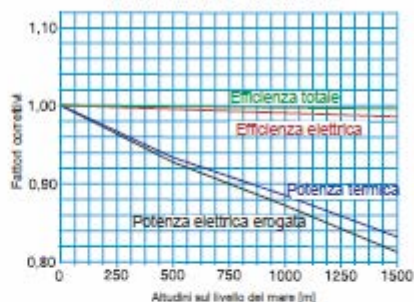
La consegna comprende un modulo Power and Heat completo, pronto per l'installazione ai terminali di collegamento sotto indicati. Le parti principali della fornitura sono le seguenti:

- Unità microturbina comprendente turbina, compressore, generatore e recuperatore
- Sistema di alimentazione del combustibile
- Circuito acqua di raffreddamento per il generatore
- Circuito di lubrificazione per turbina a gas
- Sensore di temperatura acqua calda
- Scambiatore di calore per la produzione di acqua calda
- Armadio per l'isolamento e la protezione da calore e rumore

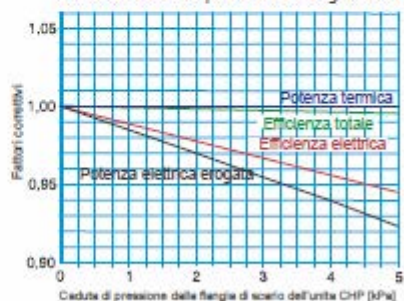
Prestazioni a diverse temperature dell'acqua in ingresso



Prestazioni alla diverse altitudini



Prestazioni a diverse perdite di carico sugli scarichi





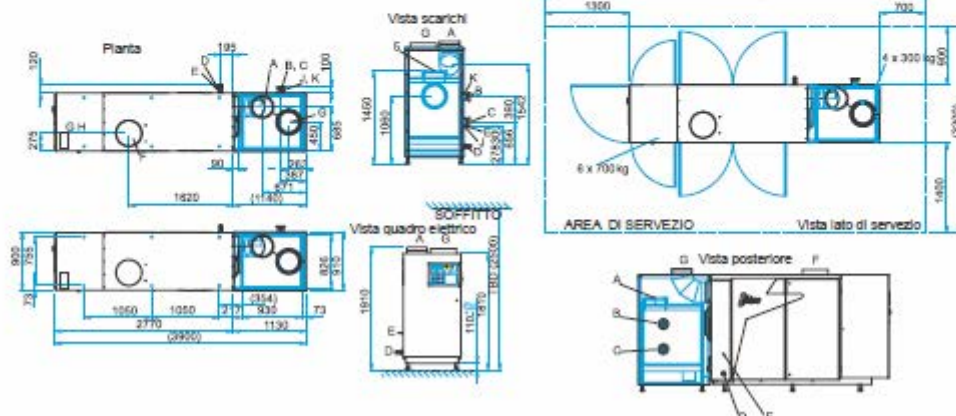
- Ventilatore aspirante per la ventilazione dell'armadio, consegnato come articolo separato
- Convertitore di frequenza e tensione per la fornitura di 400 VAC, 3 fasi, 50 Hz
- Filtro ad alte prestazioni per l'energia elettrica erogata
- Interruttore automatico
- Sistema di avviamento incluso sincronizzatore
- Pannello di controllo con display digitale LCD
- RMC, sistema di comando remoto con modem
- Documentazione:
 - Manuale di installazione
 - Manuale dell'operatore
 - Manuale di manutenzione
 - Manuale elettrico

2.3.2 Terminali di collegamento

La fornitura di un modulo Power and Heat prevede i seguenti terminali di collegamento:

- Connessione per ingresso aria, posto sul tetto dell'armadio della T100
- Uscita gas di scarico, posta sulla parete dell'armadio della T100
- Prefiltro (opzionale)
- Uscita sistema di evacuazione gas combustibile, posta sulla parete dell'armadio della T100
- Ingresso principale al sistema di alimentazione del combustibile a gas, posto sulla parete dell'armadio della T100
- Connessione di uscita aria di ventilazione, posta sul tetto dell'armadio della T100

- A. Uscita ventilazione
- B. Ingresso acqua
- C. Uscita acqua calda
- D. Ingresso gas combustibile
- E. Evacuazione gas combustibile
- F. Ingresso aria prefiltrata
- G. Uscita gas di scarico
- H. Cavi di rete
- I. Cavi elettrici
- J. Scambiatore di calore, scarico
- K. Scambiatore di calore, evacuazione aria
- L. Cavo del bypass dello scambiatore di calore
- M. Sensore temp. scambiatore di calore



T100 Power and Heat

- Collegamento elettrico all'armadio della T100 e collegamento a ventilatore, pompa acqua calda, temperatura acqua calda, cavo Ethernet o linea telefonica per connessione RMC
- Collegamenti per ingresso e uscita dell'acqua sullo scambiatore di calore gas di scarico, posti sulla parete dell'armadio della T100

2.4 Installazione della T100 PH

2.4.1 Layout e Connessioni

Si veda il disegno sotto riportato.

2.4.2 Linee guida per l'installazione

Per informazioni riguardo l'installazione della tubazione di ingresso aria di ventilazione e combustione e l'installazione uscita ventilazione, si veda il paragrafo 1.4.2 Linee guida per l'installazione della T100 P

Installazione uscita gas di scarico

Tipo di connessione:	Flangia, 8 fori passanti 8.5 mm, Ø356 mm, (DIN 24154)
Materiale della connessione:	Acciaio nero
Portata max gas di scarico:	0.87 kg/s (1.92 lb/s)
Temperatura max:	325°C (612°F)

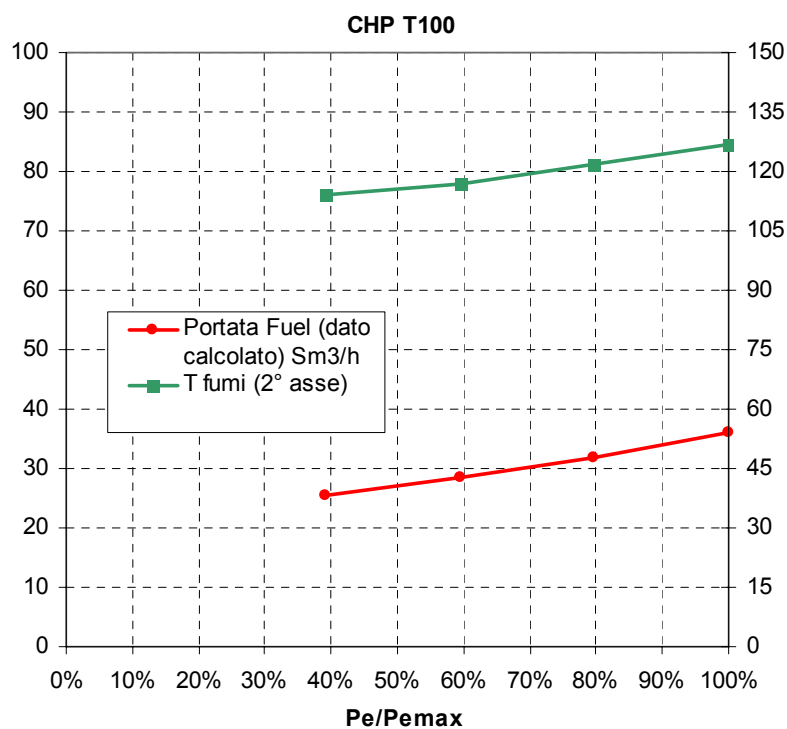
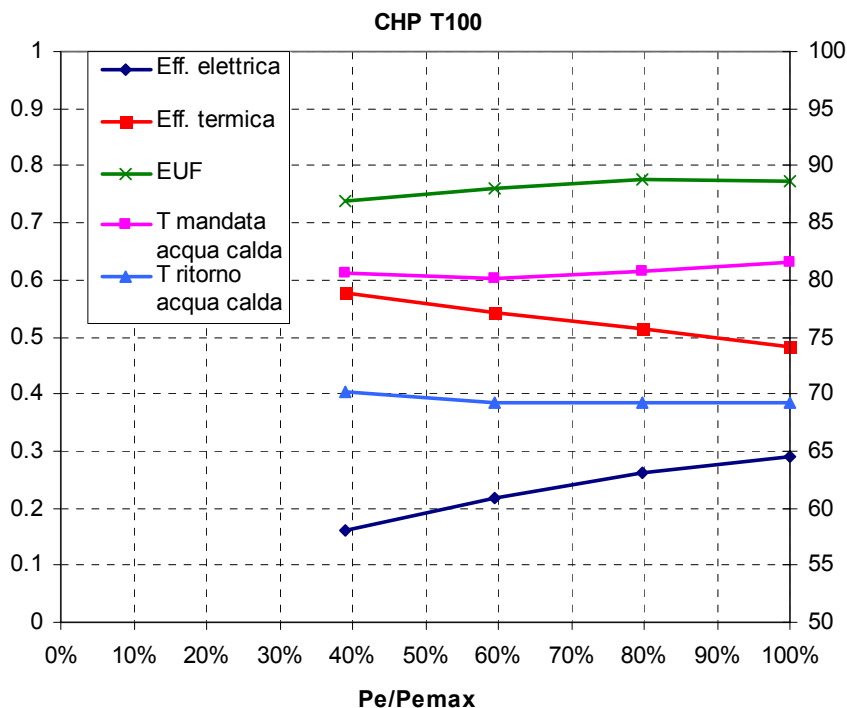
Tubo (Ø315 mm) da installare dalla T100 PH ad un camino, materiale conforme alla normativa nazionale. Prevedere l'impianto gas di scarico in modo tale che si mantenga bassa la perdita di carico. Deve essere installato un manicotto di dilatazione dopo l'interfaccia T100 PH. L'uscita del camino deve essere progettata in modo tale che pioggia e neve non possano entrare nella T100 PH.

Impianto acqua calda

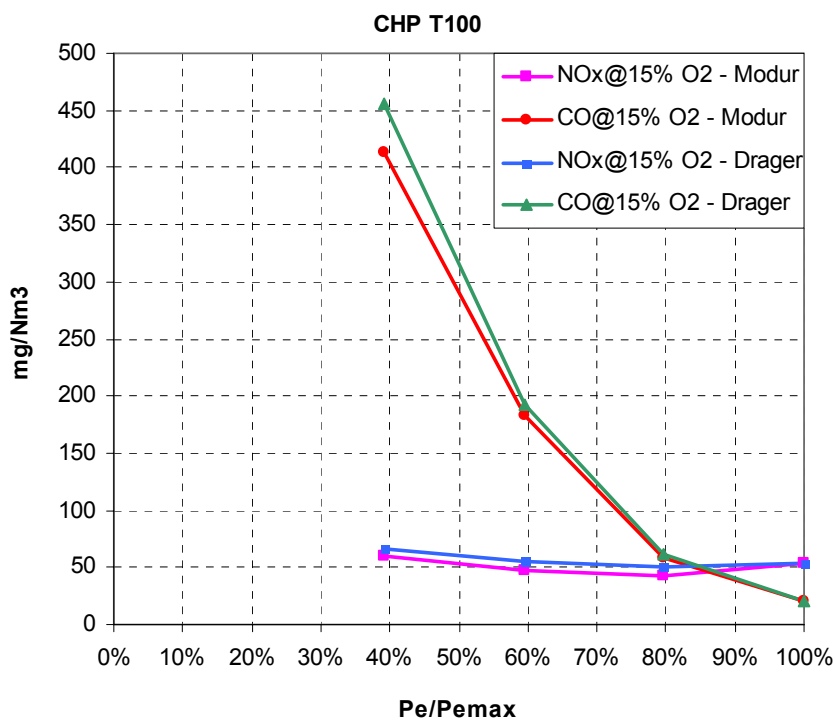
Tipo di connessione:	Flangia, DN32, PN40 (DIN2635);
Temperatura min acqua in ingresso:	50°C (122°F)
Temperatura max acqua in uscita:	150°C (302°F)
Pressione max acqua:	24 bar (g) (348 psig)
Portata max acqua:	4 litri/secondo (302°F)
Si consiglia:	
Temperatura dell'acqua in ingresso:	70°C (158°F)
Temperatura dell'acqua in uscita:	90°C (194°F)

4.1.2. Elliott TA100 CHP

Le prestazioni della microturbina Elliott TA100 CHP sono state rilevate sperimentalmente nel corso del collaudo di questa macchina, installata presso il Politecnico di Torino.



Per la stessa macchina, sono inoltre stati misurati i valori emissivi. Sono stati impiegati due diversi misuratori, un Modur, e un Drager. I risultati delle prove sono riportati nella figura seguente.



4.1.3. Capstone C30

Si riportano nel seguito le schede tecniche (fonte: sito internet del produttore).

C30 MicroTurbine Natural Gas

Robust power system achieves ultra-low emissions and reliable electricity from natural gas.

- Low NO_x and CO₂ emissions – better than tough global standards
- One moving part: Minimal maintenance and downtime
- Patented air bearing: No lubricating oil or coolant
- 5 and 9 year Factory Protection Plans available
- Remote monitoring and diagnostic capabilities
- Integrated utility synchronization and protection⁽¹⁾
- Small, modular design allows for easy, low-cost installation
- Reliable: 16,000,000+ run hours and counting




C30 MicroTurbine

Electrical Performance ⁽²⁾	High Pressure	Onboard Gas Compressor Option
Electrical Power Output	30 kW	28 kW
Voltage	400 to 480 VAC	400 to 480 VAC
Electrical Service	3-Phase, 4 wire	3-Phase, 4 wire
Frequency	50/60 Hz, grid connect operation 10/60 Hz, stand alone operation	50/60 Hz, grid connect operation 10/60 Hz, stand alone operation
Maximum Output Current	46A, grid connect operation 54A, stand alone operation ⁽²⁾	46A, grid connect operation 54A, stand alone operation ⁽²⁾
Electrical Efficiency LHV	26%	25%

Fuel/Engine Characteristics ⁽²⁾	High Pressure	Onboard Gas Compressor Option
Natural Gas HHV	825 to 1,275 BTU/scf	825 to 1,275 BTU/scf
Inlet Pressure – HHV dependent	3.8–4.1 barg (55–60 psig)	0.01–1.0 barg (0.2–15 psig)
Fuel Flow LHV	415 MJ/hr (394,000 BTU/hr)	403 MJ/hr (382,000 BTU/hr)
Generator Heat Rate LHV	12.9 MJ/kWh (12,200 BTU/kWh)	12.9 MJ/kWh (12,200 BTU/kWh)

Exhaust Characteristics ⁽²⁾	High Pressure	Onboard Gas Compressor Option
NO _x Emissions @ 15% O ₂	< 9 ppmvd	< 9 ppmvd
NO _x /Electrical Output ⁽²⁾	0.193 g/bhp-hr (< 0.57 lb/MWh)	< 0.60 lb/MWh (0.203 g/bhp-hr)
Exhaust Gas Flow	0.31 kg/s (0.69 lb/sec)	0.31 kg/s (0.69 lb/sec)
Exhaust Gas Temperature	275°C (530°F)	275°C (530°F)

Power when and where you need it. Clean and simple.

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio

Dimensions & Weight

Width x Depth x Height	762 x 1524 x 1956 mm (30 x 60 x 77 in)
Weight – Grid Connect Model	405 kg (891 lbs)
Weight – Dual Mode Model	578 kg (1,271 lbs)

Minimum Clearance Requirements

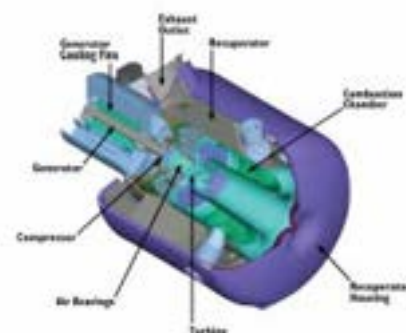
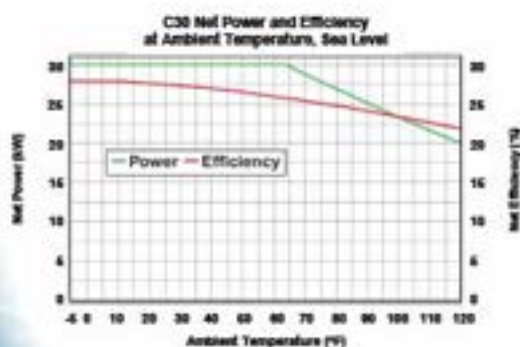
Vertical Clearance	610 mm (24 in)
Horizontal Clearance	
Left and Right	762 mm (30 in)
Front	940 mm (37 in)
Rear	915 mm (36 in)

Sound Levels

Acoustic Emissions at Full Load Power	
Nominal at 10 m (33 ft)	65 dBA

Certifications

- Certified to UL 2200 for stand alone natural gas operation (UL files AU2687, E209370)
- Meets statewide utility interconnection requirements for California Rule 21 and the New York State Public Service Commission
- Materials Equipment Acceptance (MEA) approval for New York City
- Models available with optional equipment for CE Marking



- (1) Some utilities may require additional equipment for grid interconnectivity
 (2) Nominal full power performance at ISO conditions: 59°F, 14.696 psia, 60% RH
 (3) With linear load
 (4) Exhaust emissions with methane fuel
 Specifications are not warranted and are subject to change without notice.

21211 Nordhoff Street • Chatsworth • CA • 91311 • 877.716.2929 • 818.407.3770 • www.capstoneturbine.com

©2008 Capstone Turbine Corporation. ©1008 Capstone P/N 331031



4.1.4. Capstone C65

Si riportano nel seguito le schede tecniche (fonte: sito internet del produttore).

C65 & C65-ICHP MicroTurbine Natural Gas

Achieve ultra-low emissions and reliable electrical/thermal generation from natural gas.

- Low NO_x and CO₂ emissions – better than tough global standards
- One moving part: Minimal maintenance and downtime
- Patented air bearing: No lubricating oil or coolant
- 5 and 9 year Factory Protection Plans available
- Remote monitoring and diagnostic capabilities
- Integrated utility synchronization and protection
- Small, modular design allows for easy, low-cost installation
- Reliable: 16,000,000+ run hours and counting



Electrical Performance⁽¹⁾

Electrical Power Output	65 kW
Voltage	400 to 480 VAC
Electrical Service	3-Phase, 4 wire
Frequency	50/60 Hz, grid connect operation 10/60 Hz, stand alone operation
Maximum Output Current	100A, grid connect operation 127A, stand alone operation ⁽²⁾
Electrical Efficiency LHV	29%



C65 MicroTurbine

Fuel/Engine Characteristics⁽¹⁾

Natural Gas HHV	825 to 1,275 BTU/scf
Inlet Pressure ⁽²⁾	75-80 psig
Fuel Flow LHV	765,000 BTU/hr (807,000 kJ/hr)
Generator Heat Rate LHV	11,000 BTU/kWh (11,600 kJ/kWh)



C65-ICHP MicroTurbine

Exhaust Characteristics⁽¹⁾

	C65	C65-ICHP
NO _x Emissions @ 15% O ₂	<5 ppmvd	<5 ppmvd
NO _x / Electrical Output ⁽³⁾	<0.28 lb / MWh (0.095 g/bhp-hr)	<0.28 lb / MWh (0.095 g/bhp-hr)
NO _x / Electrical & Thermal Output ⁽³⁾		<0.10 lb / MWh (0.034 g/bhp-hr)

Power when and where you need it. Clean and simple.

C65-ICHP Heat Recovery⁽⁶⁾

Integrated Heat Recovery Module Type	Copper Core	Stainless Steel Core
Hot Water Heat Recovery	408,000 BTU/hr (120 kW)	251,000 BTU/hr (74 kW)
Total System Efficiency LHV	82%	62%

Dimensions & Weight

	C65	C65-ICHP
Width x Depth ⁽⁷⁾ x Height ⁽⁸⁾	762 x 1956 x 1931 mm (30 x 77 x 83 inches)	762 x 2200 x 2363 mm (30 x 87 x 94 inches)
Weight – Grid Connect Model	758 kg (1,671 lbs)	1000 kg (2,200 lbs)
Weight – Dual Mode Model	1121 kg (2,471 lbs)	1364 kg (3,000 lbs)

Minimum Clearance Requirements

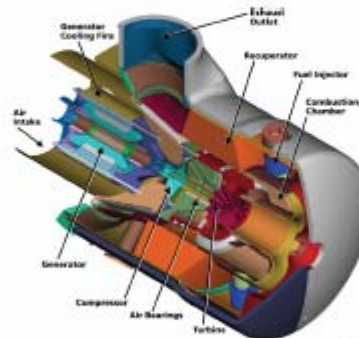
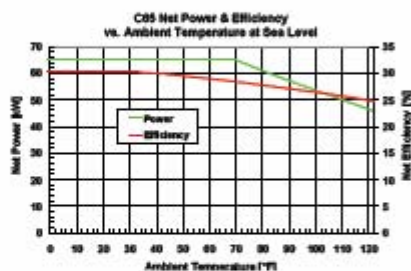
	C65	C65-ICHP
Vertical Clearance	610 mm (24 in)	610 mm (24 in)
Horizontal Clearance		
Left & Right	762 mm (30 in)	762 mm (30 in)
Front	1651mm (65 in)	1651mm (65 in)
Rear	915 mm (36 in)	762 mm (30 in)

Sound Levels

	C65	C65-ICHP
Acoustic Emissions at Full Load Power ⁽⁹⁾		
Nominal at 10 m (33 ft)	70 dBA	65 dBA

Certifications

- Certified to UL 2200 and UL 1741 for natural gas operation (UL files AU2687, E209370)
- Complies with IEEE 1547 and meets statewide utility interconnection requirements for California Rule 21 and the New York State Public Service Commission
- Materials Equipment Acceptance (MEA) approval for New York City
- Models available with optional equipment for CE Marking



- (1) Nominal full power performance at ISO conditions: 59°F, 14.696 psia, 60% RH
(2) With linear load
(3) Inlet pressure for standard natural gas at 1,000 BTU/scf
(4) Exhaust emissions with methane fuel
(5) C65-ICHP exhaust emissions with 408,000 BTU/hr (120kW) heat recovery.
(6) Heat recovery for water inlet temperature of 38°C (100°F) and flow rate of 40 GPM (2.5 l/s)
(7) Depth includes 10 inch extension for the heat recovery module rain hood on ICHP versions
(8) Height dimensions are to the roof line. Exhaust outlet extends at least 7 inches above the roof line
(9) The optional acoustic inlet hood kit can reduce acoustic emissions at the front of the MicroTurbine by up to 5 dBA
Specifications are not warranted and are subject to change without notice.

21211 Nordhoff Street • Chatsworth • CA • 91311 • 877.716.2929 • 818.407.3770 • www.capstoneturbine.com

©2008 Capstone Turbine Corporation; 01/08 Capstone P/N 331035



4.1.5. Ingersoll Rand MT70

Si riportano nel seguito le schede tecniche (fonte: sito internet del produttore).



MT250 Series Microturbine

250 kW Continuous Onsite Electrical Power with Integrated Heat Recovery

Ultra-clean electricity and useful thermal energy from a rugged and efficient generating system

Key Features

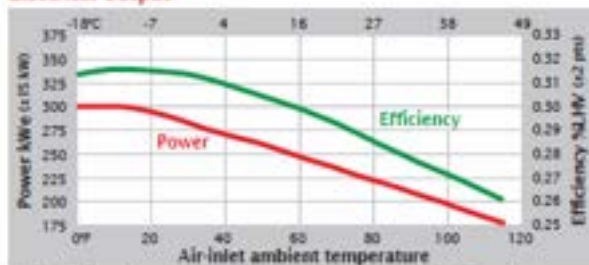
- High system efficiency
- Grid-parallel, dual-mode, or grid-isolated electrical generation
- Closed transition to grid-isolated mode during grid outage
- Low emissions exceed stringent environmental standards
- Product design life of 80,000 hours with overhauls
- Integrated, variable-output, waste-heat recovery unit available
- Process-industry qualified, internal fuel gas-booster available

Electrical Performance*

Characteristic	Specification
Electrical efficiency (±2)	30% LHV without gas booster 29% LHV with gas booster
Nominal heat rate (HHV)	12,645 Btu/kWh without gas booster 13,080 Btu/kWh with gas booster
Nominal heat rate (LHV)	11,380 Btu/kWh without gas booster 11,770 Btu/kWh with gas booster
Electrical power** (±15)	250 kW nominal @ 50°F without gas booster 242 kW nominal @ 50°F with gas booster 300 kW @ 0°F
Voltage	480 VAC/400 VAC
Frequency	60 Hz/50 Hz
Type of service	3 phase, wye, 4 wire
Grid-isolated regulation (steady state)	±0.50% nominal voltage ±0.50% nominal frequency
Transient handling (linear loads) (recovery within 5 seconds)	±10% nominal voltage max ±5 Hz frequency max

* at ISO Conditions (15°C @ sea level, 60% RH) unless otherwise noted, pipeline natural gas only
** altitude derate of approximately 0.80 kW per 1000 ft

Electrical Output



Note: kW is electrical output at terminals corrected for parasitics, but not including gas-booster power



CARB 2007 Certification

- Ingersoll Rand's MT250 is the first microturbine to be certified by the California Air Resource Board's 2007 emissions standards for distributed generation technologies

Rugged Turbine Engine

- Back-to-back rotating components
- Proven oil-lubricated bearings
- All bearings at cold end
- Based on EG2 engine design

Integrated Heat Recovery

- Controllable output level
- Reduces overall footprint
- No ducting
- Suitable for potable applications

Patented Recuperator

- Critical to high efficiency
- Considered best in industry

Patented Combustor

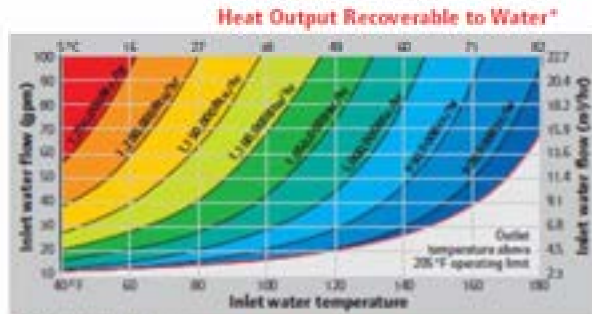
- Dry low NOx
- Easily meets stringent environmental regulations

Synchronous Generator

- Same technology utilities use to power the grid
- Running backup capability available

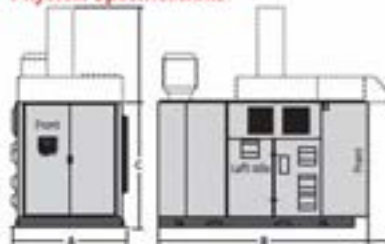
Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio



* Btu/hour from Heat Recovery Unit (HRU) at 250 conditions, damper fully open, ±15%.

Physical Specifications



	A	B	C	Weight, est.
Indoor unit (in)	84.0	146.5	89.8	12,000 lb
(cm)	213.4	372.1	228.0	5,440 kg
Outdoor unit (in)	84.0	162.8	160.0	12,000 lb
(cm)	213.4	413.6	406.3	5,440 kg

Minimum Clearance Requirements

Characteristic	Specification
Vertical clearance	
Indoor unit	102 in (259 cm)
Outdoor unit	no overhead obstruction
Horizontal front, rear and left side	48 in (122 cm)
Horizontal right side	72 in (183 cm)

Ancillary Equipment

Characteristic	Dimensions (LxWxH)	Weight, est.
Generator	37 x 39 x 30 in	240 lb
braking resistor	94 x 99 x 76 cm	109 kg

Sound Levels

Characteristic	Specification
Standard	83 dB(A) @ 1m
Low sound option	77 dB(A) @ 1m



Certain Ingersoll Rand Energy Systems products were developed with the assistance of the Gas Technology Institute (formerly Gas Research Institute), Southern California Gas Company and New York Gas Group. Ingersoll Rand Energy Systems reserves the right to change or modify product design and specifications without notice.

©2007 Ingersoll Rand Company

Ingersoll Rand Energy Systems is part of the Industrial Technologies Sector of leading diversified industrial company Ingersoll Rand, a global provider of products, services and integrated solutions to industries as diverse as transportation, manufacturing, food retailing, construction, and agriculture. For more information, please visit <http://energy.ingersollrand.com>.

This document comprises a general overview of the products or services described herein. It is solely for informational purposes, does not represent a warranty of the information contained herein and is not to be construed as an offer to sell or a solicitation to buy. Contact Ingersoll Rand Energy Systems for detailed product, design and engineering information suitable to your specific applications. Ingersoll Rand Energy Systems reserves the right to modify its products and related product information at any time without prior notice.

Energy Systems

800A Beatty Street, Davidson, North Carolina 28036 USA
Phone toll free 1-877-477-6337 Outside USA Phone 704-655-5373
E-mail power@irs.com Website <http://energy.ingersollrand.com>

Heat Recovery*

Characteristic	Specification
Receptor exhaust temp. w/o HRU**	468 °F (242 °C)
Engine gas flow**	4.7 lbm/s (2.13 kg/s)
Max water flow	100 gpm (379 l/m)
Max inlet water pressure	125 psig (862 kPa)
Max inlet water temp.	180 °F (82 °C)

* at ISO Conditions (DPP at sea level, 60% RH unless otherwise noted)
** predicted

Fuel Requirements

Characteristic	Specification
Inlet pressure with gas booster	8" WC to 75 psig
without gas booster	75 psig to 150 psig
Min temperature	33 °F (1 °C)
Max temp. with gas booster	115 °F (46 °C)
without gas booster	175 °F (79 °C)

Z50SW model* 350 to 575 Btu/scf**
13,000 to 21,400 kJ/m³

Z50ST model* 500 to 800 Btu/scf
18,600 to 29,800 kJ/m³

Z50SM model* 700 to 1300 Btu/scf
26,100 to 48,400 kJ/m³

Z50SH model* 1200 to 2500 Btu/scf
44,700 to 93,100 kJ/m³

* power factor value (LHV), dry basis, at 14.7 psi (101 kPa) and DPP (15 °C)
** for steady state operation, 500 Btu/scf for startup

Emissions at 100% load*

Characteristic	Specification
NOx	<5 ppmv @ 15% O ₂
CO	<5 ppmv @ 15% O ₂
VOC	<5 ppmv @ 15% O ₂

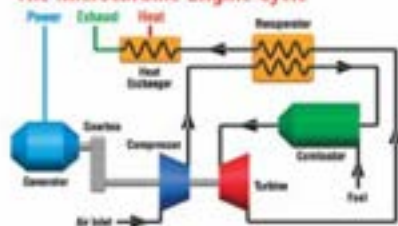
* pipeline natural gas only

Ambient Temperature Limits

Characteristic	Specification
Indoor unit	35° to 115 °F (2° to 46 °C)
Outdoor unit*	15° to 115 °F (-9° to 46 °C)

* some configurations may require additional cold weather options

The Microturbine Engine Cycle



IR Ingersoll Rand
Industrial Technologies

080LTN-070905

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio

4.2. Motori a combustione interna

La presente tabella riassuntiva mostra i dati tecnici principali dei cogeneratori con motore a combustione interna considerati. La dizione “*vedi paragrafo relativo*” indica che per la macchina in questione il produttore ha fornito anche i dati di maggior dettaglio, che vengono più diffusamente riportati nel seguito.

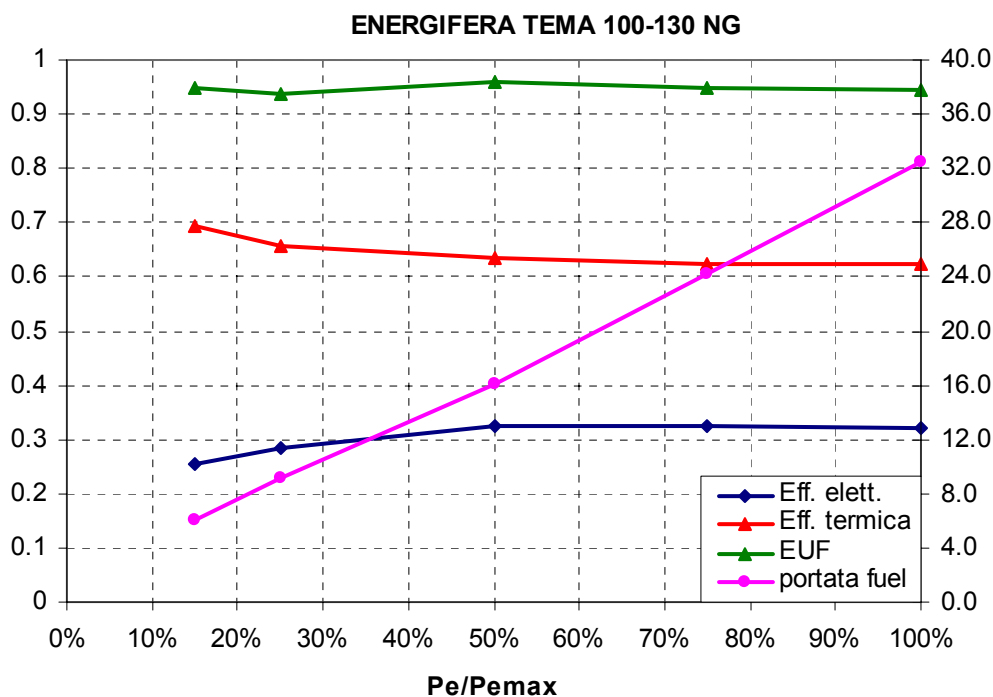
	ICE														
Produttore	ENERGIA NOVA	ENERGIFERA	BAXTER			CGT		CPL CONCORDIA			GE ENERGY	DEUTZ		MTU	
Modello	TA50	TEMA 100-130 NG	CHP70	CHP100	CHP200	G3406 LE	G3408 LE	BB60 AS VALMET	BB90 AS SCANIA	BB125 AS SCANIA	J208GS	TCG 2015 V6	TCG 2015 V8	GC 119 N5	GC 116 N5
Parametri Energetici															
Parte Elettrica															
Potenza elettrica nominale (kW)	50	100	71	105	201	184	252	61	91	128	294	171	230	119	116
Rendimento elettrico (% rif. PCI)	28.9	32.1	34.8	37.2	36.3	33.5	34.0	30.5	31.4	34.0	37.6	35.3	35.4	34.5	34.4
Curva di efficienza elettrica		vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo				
Parte Termica															
Potenza termica nominale (kW)	95	193.8	107	143	282	271	362	120	170	210	401	261	351	198	198
Efficienza termica	54.9%	62.2	52.5	50.7	51.0	49.4	48.9	60.0	58.6	55.9	51.3	53.9	54.1	57.4	58.8
Temperatura acqua calda (°C)	88-72	90-72	90-75	90-75	90-75	90-70	90-70	85-70	85-70	85-70	90-70			90-70	100-80
Portata acqua calda (m3/h)	5.6	10	6.1	8.2	16.2	11.65	15.57	6.1	9.7	13.0	17.2			8.5	8.5
Curva di efficienza termica		vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo				
Potenza combustibile	173	311.5	204.0	282.0	553.0	549.0	741.0	200.0	290.0	376.0	781.0	484.0	649.0	345.0	337.0
Portata di combustibile (Sm3/h)	18	32.5	21.3	29.4	57.7	57.23	77.24	21.1	30.5	39.6	62.0			36.0	35.1
Curva portata di combustibile (regimi parziali)		vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo				
EUP	2945.1%	94.3	87.3	87.9	87.3	82.9	82.9	90.5	90.0	89.9	89.0			91.9	93.2
Fumi															
Temperatura fumi (°C)		110	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	423	420		
Portata fumi (kg/s)			vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	vedi paragrafo relativo	0.287	0.384		
Parametri Ambientali															
Emissioni															
CO / electric output (mg/kWh_e)			2005	2960	2985	< 300 mg/m3	< 300 mg/m3	1196	1089	1594	938				
CO / thermal output (mg/kWh_th)			1330	2174	2127			598	577	949	688				
CO_fuel (mg/kWh_f)			698	1102	1085			359	338	530	353				
NOx / electric output (mg/kWh_e)			1542	2277	2296	< 450 mg/m3	< 450 mg/m3	997	907	1328	782				
NOx / thermal output (mg/kWh_th)			1023	1672	1637			498	481	791	573				
Nox_fuel (mg/kWh_f)			537	848	835			299	282	442	294				
Rumorosità															
	70 dB (1 m)	52 dB (1 m)	75 (1 m)	75 (1 m)	75 (1 m)			<75 dB (1 m)	<75 dB (1 m)	<80 dB (1 m)	92 dB (1 m)				
Tempi caratteristici															
Tempo warm up (min)			10	10	10			5	5	5	1.5				
Tempo cooling down (min)			30	30	30			10	10	10	10				
Web															
	www.energia-nova.it/index.html	www.energifera.com	www.baxterenergy.com			www.cgt.it		www.cpl.it			www.genergypower.com	www.deutz.com	www.intergen.it		www.mtu.de/en/
Contatti															
	011 2974285 g.pilati@energianova.it		Ing. Massimiliano Santini 075 5055510 ms@baxterenergy.com			Ing. Sergio Dotti 02 27427785 sdotti@cgt.it		Sig. Giorgio Luppi - (0535 61 61 11 - 335 7554749) gluppi@cpl.it Ing. Strazzi Stefano (0535 616259) sstrazzi@cpl.it			Ing. Guido Dolcetta 045 6760.235 335 7587849 guido.dolcetta@ge.com	Intergen Ing. Marco Rovaris 039 5914 321 marco.rovaris@intergen.it			

4.2.1. Energia Nova TA50

Le schede tecniche relative a tale cogeneratore sono state richieste al Dott. Gianni Pilati, Responsabile Tecnico di Energia Nova, e verranno recapitate non appena pronte.

4.2.2. Energifera TEMA 100 – 130 NG

Dalle schede tecniche presenti sul sito del produttore, e riportate nel seguito, è stato possibile ricavare il seguente grafico, che illustra gli andamenti dell'efficienza elettrica, termica e della portata di combustibile per valori del carico variabili fra il 15% e il 100%. In particolare, la portata di combustibile è stata calcolata dalla potenza del combustibile, dividendo quest'ultima per il PCI del gas naturale, assunto nel calcolo pari a 9.59 kWh/Sm^3 . La portata di combustibile deve essere letta sull'asse secondario.



Si riportano nel seguito le schede tecniche (fonte: sito internet del produttore).

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio

TAGLIE TEMA® NG 100						
TEMA 100 -	100 NG	con inverter lato rete di taglia			100 kVA	
	130 NG	con inverter lato rete di taglia			130 kVA	
	170 NG	con inverter lato rete di taglia			170 kVA	
	250 NG	con inverter lato rete di taglia			250 kVA	
RENDIMENTI TEMA® 100						
Potenza Elettrica Erógata	[kWe]	15	25	50	75	100
Rendimento Elettrico	[%]	25,6	28,4	32,4	32,3	32,1
Rendimento Termico	[%]	69,2	65,5	63,4	62,4	62,2
Rendimento TOTALE	[%]	94,8	93,9	95,8	94,7	94,3
CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN USCITA TEMA® 100						
		TEMA® 100-100 NG	TEMA® 100-130 NG	TEMA® 100-170 NG	TEMA® 100-250 NG	
Potenza Elettrica di Taglia	[kWe]	80	100	100	100	
Potenza Elettrica Erógata min/max ⁽¹⁾	[kWe]	15/100	15/125	15/125	15/125	
Potenza Elettrica di Pico ⁽²⁾	[kWe]	100	130	170	250	
Durata Massima Pico	[min]	Programmabile in base alle esigenze dell'utente				
Batteria ⁽³⁾	[Ah]	66,6	85,6	129	391	
Potenza Inverter	[kVA]	120	150	190	270	
Tensione Inverter	[V]	230	230	230	230	
Corrente Inverter	[A]	300	375	480	680	
Rendimento Inverter	[%]	97,4	97,3	97,5	97,6	
Componenti Elettronici		ENERGIFERA				
Funzionalità anti black-out		SEMPRE anche con modulo termico spento e anche per corto circuito rete				
Fattore di Potenza		REGOLABILE NEI 4 QUADRANTI				
Frequenza	[Hz]	PROGRAMMABILE 50/60/400 ⁽⁴⁾				
Generazione grid connected/stand alone	g.c./s.a.	asincrona/sincrona				
Tempo di switch g.c. -> s.a.		ZERO secondo NORMA IEC EN 62040-3				
Modularità e Up-gradabilità		possibile sincronizzazione in micro rete di più unità in parallelo				
Telecontrollo		SI				
Gestibilità completa in remoto		SI				
Funzionamento		Programmabile: priorità Termica/Elettrica/Peak-Shaving				
Regolazione delle grandezze		CONTINUA				
Fonti Energetiche Rinnovabili		Predisposizione per la gestione di fonti programmabili e non programmabili				
Funzionalità UPS ad alto rendimento		SI				
Tollerabilità variazioni a gradino carichi		da 0 alla potenza di pico				
Classe di isolamento		I				
Grado di protezione		IP 20				
CARATTERISTICHE TERMICHE IN USCITA TEMA® 100						
Temperatura utenza max mandata/ritorno	[°C]	90/72				
Portata acqua utenza	[mc/h]	10				
Temperatura minima uscita fumi	[°C]	110				
Connessioni		FLANGIATA PN16 DN50				
alimentazione		FLANGIATA PN16 DN40				
scarico fumi		FLANGIATA PN16 DN100				
CARATTERISTICHE MOTORE ENDOTERMICO TEMA® 100						
Costruttore		General Motors				
Alimentazione		Gas Naturale (CHA rete distribuzione civile)				
Ciclo		Otto				
Regime velocità di funzionamento	[rpm]	Variabile da 1000 a 2150 rpm (segue curva rendimento ottimale)				
Sistema di alimentazione		Aspirato				
Consumo nominale (p.c.i. 8250 kcal/Stmc)	[Stmc/h]	32,4				
Pressione alimentazione gas	[mbar]	15 - 27				
Durata in ore di funzionamento continuativo	[h]	10000 ⁽⁵⁾				
Rumorosità a 1 mt ⁽⁶⁾	[dB(A)]	52				
Consumo olio di lubrificazione	[g/kWh]	0,3				
Capacità coppa olio ⁽⁷⁾	[lt]	10				
Emissioni (rit. 5%CO2) ⁽⁸⁾						
CO	[mg/Nmc]	< 100				
NOx (espressi come NO2)	[mg/Nmc]	< 100				
DIMENSIONI E PESI (MACCHINA NON COFANATA) TEMA® 100						
		TEMA® 100-100 NG	TEMA® 100-130 NG	TEMA® 100-170 NG	TEMA® 100-250 NG	
Lunghezza [macchina] (quadro)	[mm]	[3550] (2800)	[3550] (2800)	[3550] (2800)	[3550] (2800)	
Larghezza [macchina] (quadro)	[mm]	[1520] (800)	[1520] (800)	[1520] (800)	[1520] (800)	
Altezza [macchina] (quadro)	[mm]	[1880] (2000)	[1880] (2000)	[1880] (2000)	[1880] (2000)	
Peso [macchina] (quadro)	[kg]	[3600] (2000)	[3600] (2000)	[3600] (2000)	[3600] (2000)	
CARATTERISTICHE ALTERNATORE TEMA® 100						
Tipo		Asincrono				
Marca		SEIPEE				
Potenza	[kVA]	174				
Tensione	[V]	400				
Corrente	[A]	265				
Classe di isolamento termico		F				
Grado di protezione		IP 55				

Nota Generale:
- LE POTENZE ELETTRICHE ED I RELATIVI RENDIMENTI SI INTENDONO DISPONIBILI ALL'USCITA DELL'INVERTER (esclusi i consumi propri (pompe e ventilatori) pari a circa 2,5 kWe)
- I rendimenti sono calcolati secondo norma ISO3046/1 - I valori sensibili si riferiscono ad installazioni a quote inferiori a 700 mt slm,
- Fattore di potenza minimo dei carichi nel funzionamento in Isol: 0,7
- Potenza massima continuativa per massimo 2500 ore di funzionamento max 4 ore ogni 24, ⁽¹⁾regolabile istantaneamente anche con motore endotermico aperto, ⁽²⁾minima taglia consigliata,
⁽³⁾400 Hz solo con trasformatore maggiorato, ⁽⁴⁾sostituzione inclusa nel contratto di manutenzione full service, ⁽⁵⁾con cofanatura ad abbattimento sonoro massimo, ⁽⁶⁾in assenza di rubbocco automatico (optional), ⁽⁷⁾con catalizzatore (optional), ⁽⁸⁾senza cofanatura (optional).
Optional:
- Sistema di alimentazione bifuel - Sistema di rabbocco automatico olio - Cofanatura alonizzante con diversi gradi di abbattimento - Rampa gas - Catalizzatore
- Silenziatore gas di scarico con diversi gradi di abbattimento - Unità di dissipazione calore fluidi motore

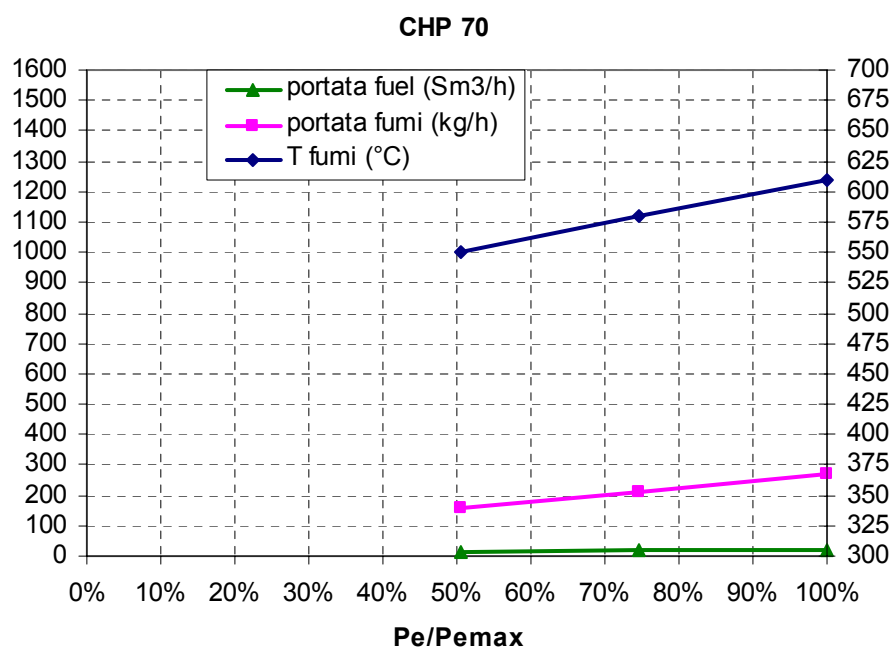
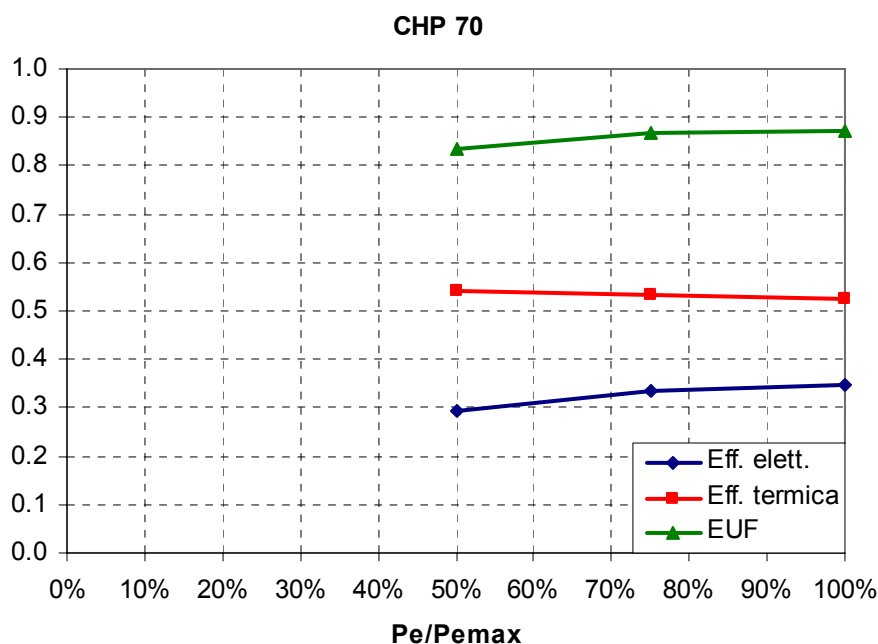
I dati contenuti nel presente documento sono riservati e possono essere modificati senza preavviso.

Ver. 1-2006

4.2.3. Baxter CHP 70

La Baxter commercializza tre cogeneratori di piccola taglia, il CHP70, il CHP100 e il CHP200, rispettivamente di 70, 100 e 200 kWe.

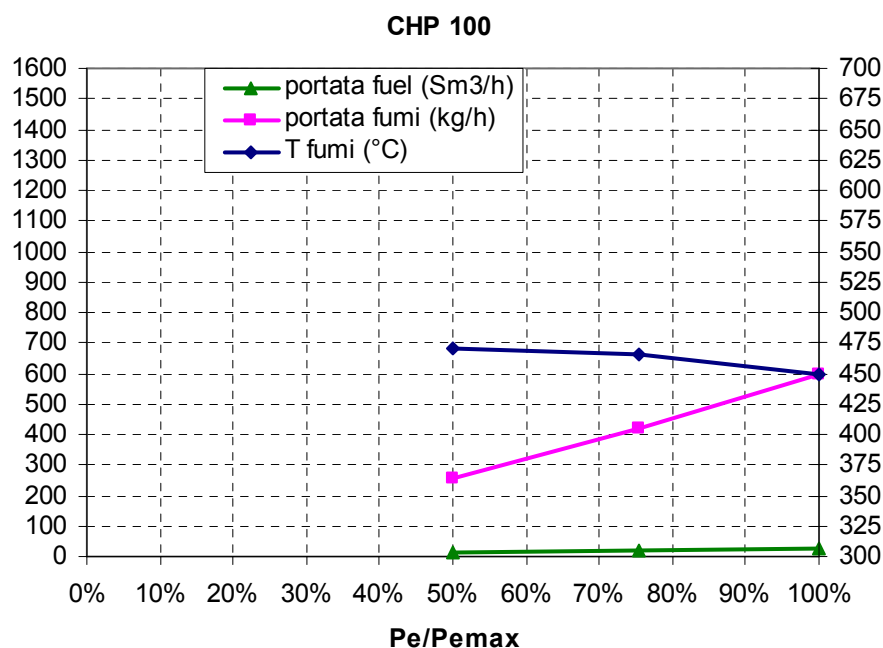
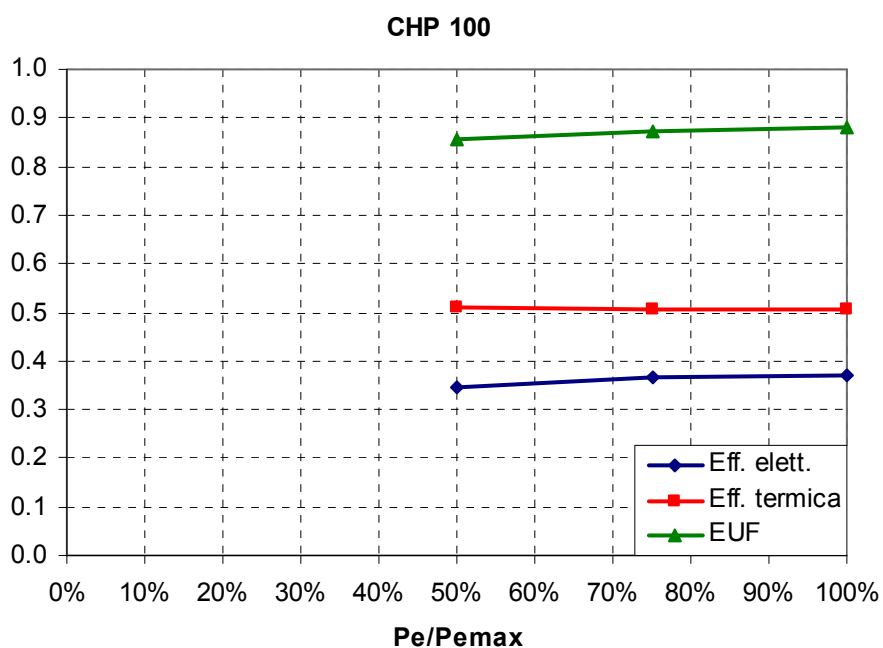
I dati di funzionamento dei cogeneratori della Baxter sono stati richiesti al Responsabile Tecnico dell'azienda, l'Ing. Massimiliano Santini. Le valutazioni che seguono sono state effettuate dall'analisi dei dati forniti (riportati nel seguito).



In particolare, la portata di combustibile è stata fornita dalla Baxter, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.59 kWh/Sm³. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata sull'asse secondario. La portata di fumi invece deve essere letta sull'asse primario.

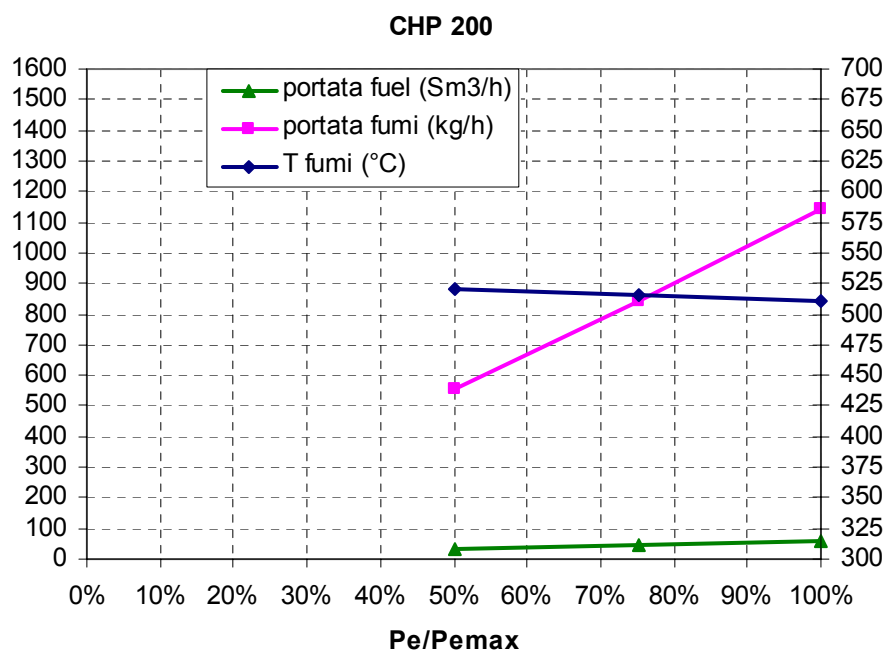
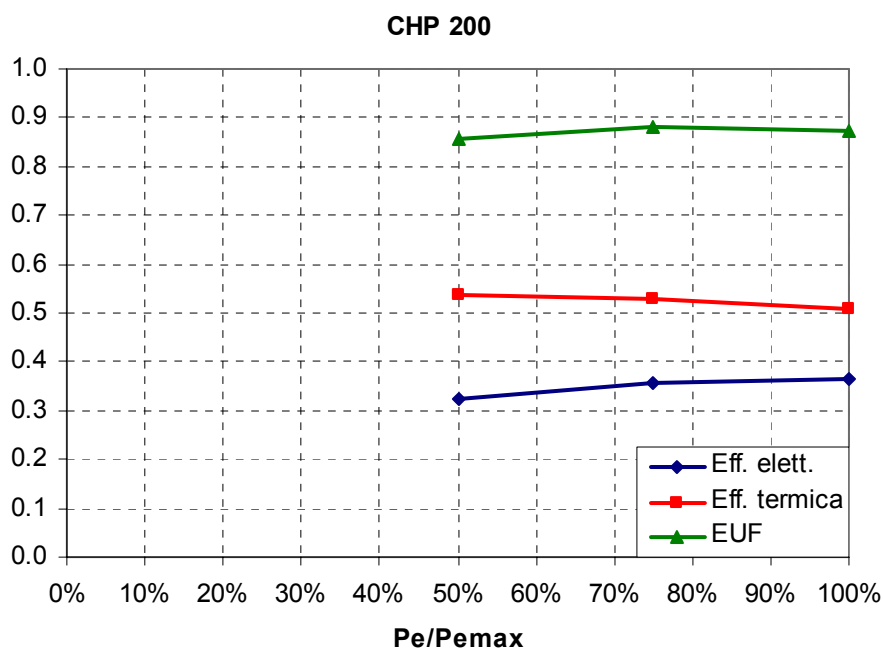
4.2.4. Baxter CHP 100

Si riportano nel seguito le elaborazioni che è stato possibile effettuare sulla base dei dati richiesti al produttore.



Anche in questo caso, la portata di combustibile è stata fornita dalla Baxter, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.59 kWh/Sm³. Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la portata dei fumi. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata sull'asse secondario.

4.2.5. Baxter CHP 200



Anche in questo caso, la portata di combustibile è stata fornita dalla Baxter, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.59 kWh/Sm³. Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la portata dei fumi. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata sull'asse secondario.

Si riportano inoltre i dati forniti direttamente dal produttore:

DATI COGENERATORI BAXTER

Parametro	U.M.	CHP70	CHP100	CHP200
Parte elettrica:				
Potenza elettrica nominale al 100%	kW	71.0	105.0	201.0
Potenza elettrica al 75%	kW	52.9	79.2	151.2
Potenza elettrica al 50%	kW	35.9	52.5	100.5
Parte termica:				
Potenza termica al 100%	kW	107.0	143.0	282.0
Potenza nominale del combustibile al 100%	kW	204.0	282.0	553.0
Temperatura acqua calda mandata	°C	90.0	90.0	90.0
Temperatura acqua calda ritorno	°C	75.0	75.0	75.0
Portata acqua calda	m ³ /h	6.1	8.2	16.2
Potenza termica al 75%	kW	85.0	110.0	225.0
Potenza termica al 50%	kW	66.0	77.0	167.0
Potenza del combustibile al 75%	kW	159.0	217.0	426.0
Potenza termica del combustibile al 50%	kW	122.0	151.0	312.0
Portata combustibile al 100% (p.c.i. 9,59 kWh/Nm ³)	Nm ³ /h	21.3	29.4	57.7
Portata combustibile al 75% (p.c.i. 9,59 kWh/Nm ³)	Nm ³ /h	16.6	22.6	44.4
Portata combustibile al 50% (p.c.i. 9,59 kWh/Nm ³)	Nm ³ /h	12.7	15.7	32.5
Fumi:				
Temperatura fumi al 100%	°C	610.0	450.0	510.0
Temperatura fumi al 75%	°C	580.0	465.0	515.0
Temperatura fumi al 50%	°C	550.0	470.0	520.0
Portata fumi al 100%	kg/h	272.0	594.0	1145.0
Portata fumi al 75%	kg/h	209.0	420.0	840.0
Portata fumi al 50%	kg/h	160.0	255.0	553.0
Emissioni (standard, raggiungibili valori più bassi):				
Portata volumetrica gas di scarico al 100%	Nm ³ /h	219.0	478.2	923.0
CO	mg/Nm ³	650.0	650.0	650.0
NOx	mg/Nm ³	500.0	500.0	500.0
CO electric output	mg/kWhe	2004.9	2960.3	2984.8
CO fuel input	mg/kWhf	697.8	1102.2	1084.9
NOx electric output	mg/kWhe	1542.3	2277.1	2296.0
NOx fuel input	mg/kWhf	536.8	847.9	834.5
Rumorosità (standard, raggiungibili valori più bassi):				
Livello sonoro ad 1 m	dB(A)	75.0	75.0	75.0
Tempo di warm-up	min.	10.0	10.0	10.0
Tempo di cooling-down	min.	30.0	30.0	30.0

Infine, nel seguito sono riportate le schede tecniche (fonte: sito internet dell'azienda).

GAMMA COGENERATORI BAXTER CON RELATIVO ASSORBITORE ABBINABILE							
Modello	Marca Motore	Tipo Motore*	Temperat. Ingresso Intercooler	Potenza Elettrica [kW]	Potenza Termica ² [kW]	Potenza gas Imnesso [kW]	Potenza frigorifera ³ [kW]
Motorizzazione MAN							
CHP50	MAN	aspirato	***	51	77	148	53
CHP70	MAN	aspirato	***	71	107	204	74
CHP100	MAN	turbo	70°C	105	143	290	99
CHP100	MAN	turbo	40°C	105	136	282	94
CHP140	MAN	aspirato	***	143	205	392	143
CHP200	MAN	turbo	70°C	201	282	553	196
CHP200	MAN	turbo	40°C	201	255	538	177
CHP250	MAN	aspirato	***	240	366	669	255
CHP400	MAN	turbo	70°C	347	489	935	341
CHP400	MAN	turbo	40°C	386	539	1024	376
CHP420	MAN	turbo	70°C	367	489	988	341
CHP420	MAN	turbo	40°C	405	525	1072	366
Motorizzazione MTU							
CHP800	MTU	turbo	40°C	772	834	1868	582
CHP1200	MTU	turbo	40°C	1164	1260	2824	879
CHP1600	MTU	turbo	40°C	1562	1667	3764	1163
Motorizzazione Perkins							
CHP300 P/TRS1	Perkins	turbo	40°C	310	365	820	254
CHP300 P/TRS2	Perkins	turbo	40°C	378	410	978	286
CHP400 P/50	Perkins	turbo	75°C	414	594	1157	414
CHP500 P/TRS1	Perkins	turbo	40°C	431	478	1122	333
CHP500 P/TRS2	Perkins	turbo	40°C	509	533	1298	372
CHP600 P/50	Perkins	turbo	75°C	611	881	1700	614
CHP800 P/50	Perkins	turbo	75°C	813	1255	2282	875
CHP1000 P/50	Perkins	turbo	40°C	1010	1227	2574	856
Motorizzazione Waukesha							
CHP2000	Waukesha	turbo	40°C	2140	1884 (HT) 494 (LT)	5177	1315
CHP3000	Waukesha	turbo	40°C	3220	2476 (HT) 724 (LT)	7764	1728

Tolleranza su consumo gas +5%, tolleranza su potenza termica = ±8%

Dati riferiti a standard ISO 3046/1

Tolleranza su potenza frigorifera = ARI 560-2000

Note

* I dati per i motori turbocompressi sono riferiti ad emissioni Nox = 500 mg/Nm³

² potenza termica riferita a temp. uscita acqua calda = 90°C, temperatura uscita gas di scarico = 120°C

³ potenza frigorifera per temp. in/out acqua refrigerata 12/7°C, temp. in/out acqua di raffreddam. = 29,4/35°C

temp. in/out acqua calda 90/75°C. Fattore sporco acqua refrigerata/calda 0,018 m²K/kW

acqua di torre = 0,044 m²K/kW.

HT = circuito alta temperatura - LT = circuito bassa temperatura

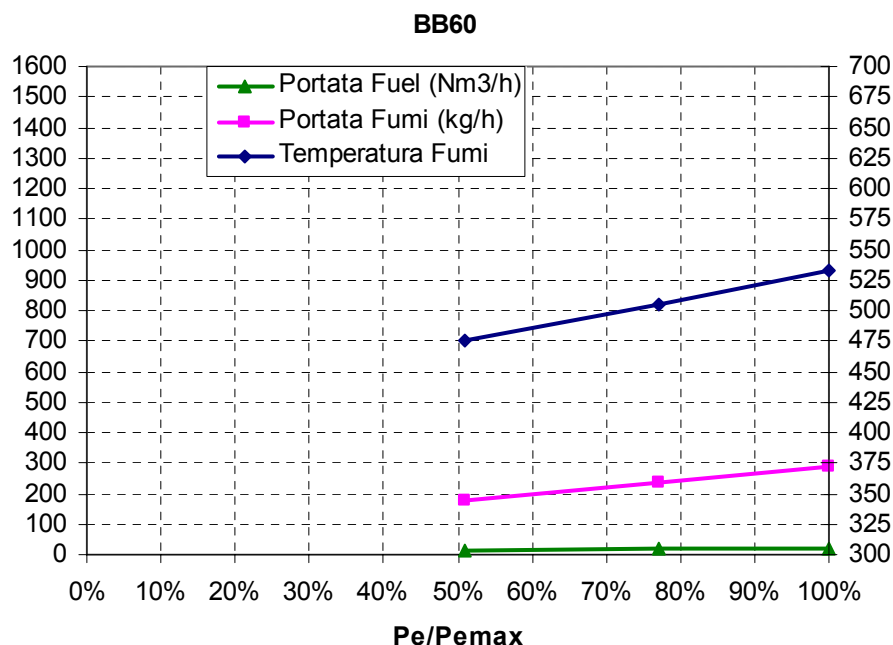
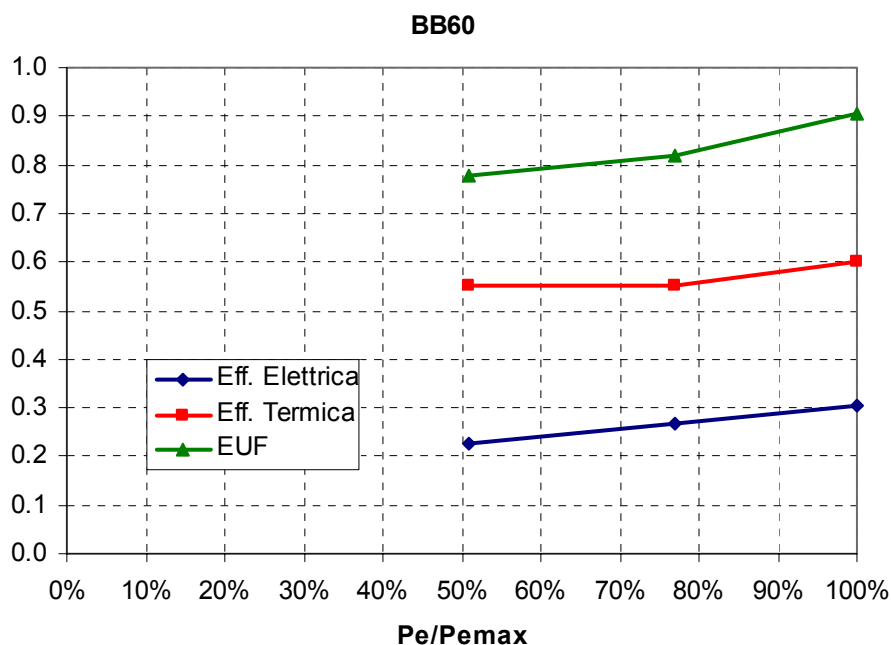
Opzionale

- produzione vapore, acqua surriscaldata, olio diatermico
- produzione acqua refrigerata con assorbitori alimentati direttamente da gas di scarico
- raffreddamento acqua glicolata o ammoniacale fino a -60°C

Specifiche soggette a variazioni senza preavviso

4.2.6. CPL Concordia BB60 AS VALMET

Le figure seguenti mostrano le elaborazioni che è stato possibile effettuare sulla base dei dati richiesti al produttore (e riportati nel seguito).



La portata di combustibile è stata fornita dalla Cpl Concordia, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.5 kWh/Nm³. Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la portata dei fumi, espressa in kg/h. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata invece sull'asse secondario.

Si riporta di seguito la scheda tecnica del cogeneratore BB60 (fonte: sito internet dell'azienda).

	BIBLOC BB 60 Asincrono Metano	
---	---	--

DATI TECNICI

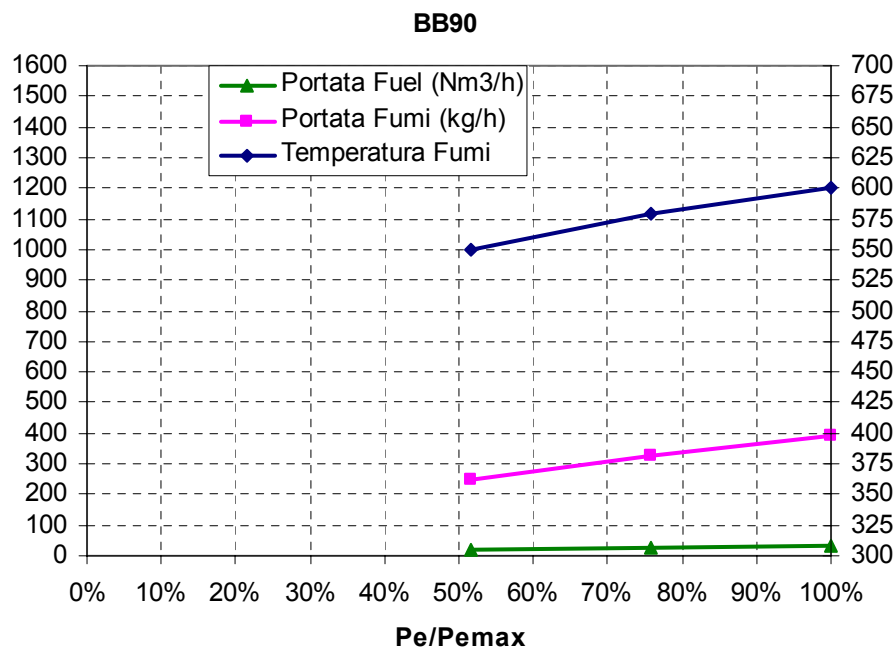
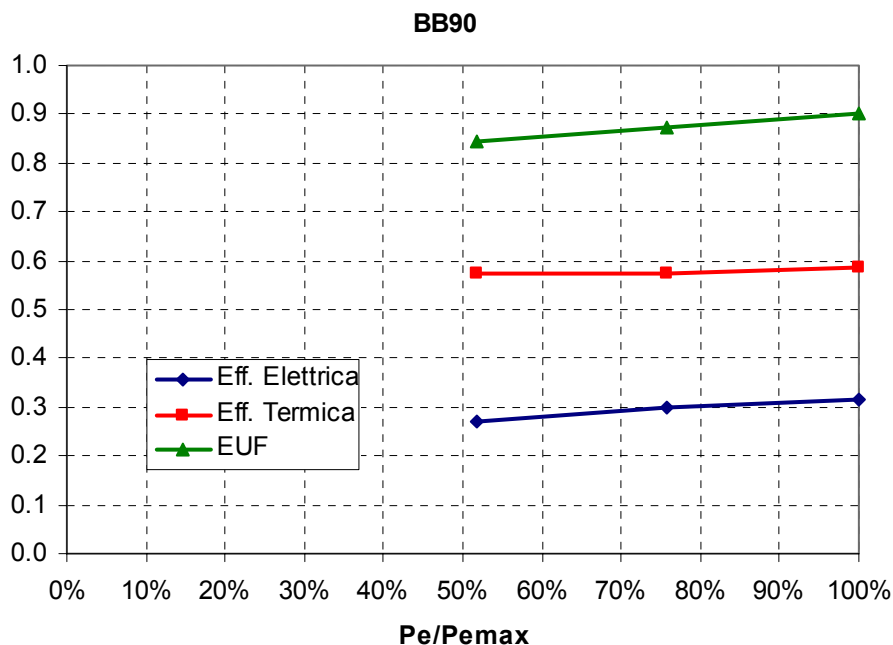
Potenza assorbita	200 kW
Potenza elettrica	60 kW
Potenza termica	120 kW
Rendimento totale	90 %
Motore endotermico a ciclo Otto	VALMET
Tipo	634 G
Potenza netta a 1500 giri/minuto (acc. ISO 3046)	64 kW
Alimentazione	Gas naturale
Sistema alimentazione	Aspirato
Cilindrata	7400 cm ³
Numero di cilindri	6 in linea
Rapporto di compressione	9,5 : 1
Pressione media effettiva	7 bar
Consumo gas naturale	20,8 Sm ³ /h
Consumo olio di lubrificazione	0,3 g/kWh
Capacità carter olio	20 litri
Pressione minima alimentazione gas	18 mbar
Emissioni	libere
Alternatore asincrono	BROOK HANSON
Tipo	WUDF250MNE-H
Potenza	60 kW
Tensione	400 V
Corrente (a 4/4 carico)	103 A
Fattore di potenza (a 4/4 carico)	0,82
Frequenza	50 Hz
Rendimento (a 4/4 carico)	93,5 %
Classe di isolamento	F
Grado protezione	IP 54
Recupero termico	ALFA LAVAL CB 76-50
Max. Temperatura acqua mandata/Max. ritorno	85/70 °C
Portata acqua	6,8 m ³ /h
Connessione circuiti acqua	2"
Connessione alimentazione	1"
Connessione scarico fumi	3"
Rumorosità a 1 m di distanza	< 75 dB (A)
Dimensioni e peso :	
- Lunghezza	3210 mm
- Larghezza	900 mm
- Altezza gruppo (altezza quadro elettrico = 2000 mm)	1460 mm
- Peso	2200 kg

Sui valori delle prestazioni tecniche del gruppo vale quanto previsto dalle Norme DIN-ISO 3046 e DIN 6271 con le seguenti tolleranze:

- Potenza elettrica netta: -3%
- Potenza termica resa: ± 8%
- Consumo combustibile: +5%
- Temperatura d'uscita del fluido vettore: -3°C
- Rendimenti: secondo le condizioni di cui sopra
- Rumorosità: misurata secondo DIN 45635 con tolleranza ±3 dB(A)
- Consumo d'olio: valore indicativo dipendente dall'usura ed esercizio dell'unità.

4.2.7. CPL Concordia BB90 AS SCANIA

Si riportano nel seguito le elaborazioni che è stato possibile effettuare sulla base dei dati richiesti al produttore.



Nuovamente, la portata di combustibile è stata fornita dalla Cpl Concordia, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.5 kWh/Nm³. Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la portata dei fumi, espressa in kg/h. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata invece sull'asse secondario.

Si riporta di seguito la scheda tecnica del cogeneratore BB90 (fonte: sito internet dell'azienda).

 CPL CONCORDIA Group	BIBLOC BB90 Asincrono Metano	
--	---	--

DATI TECNICI

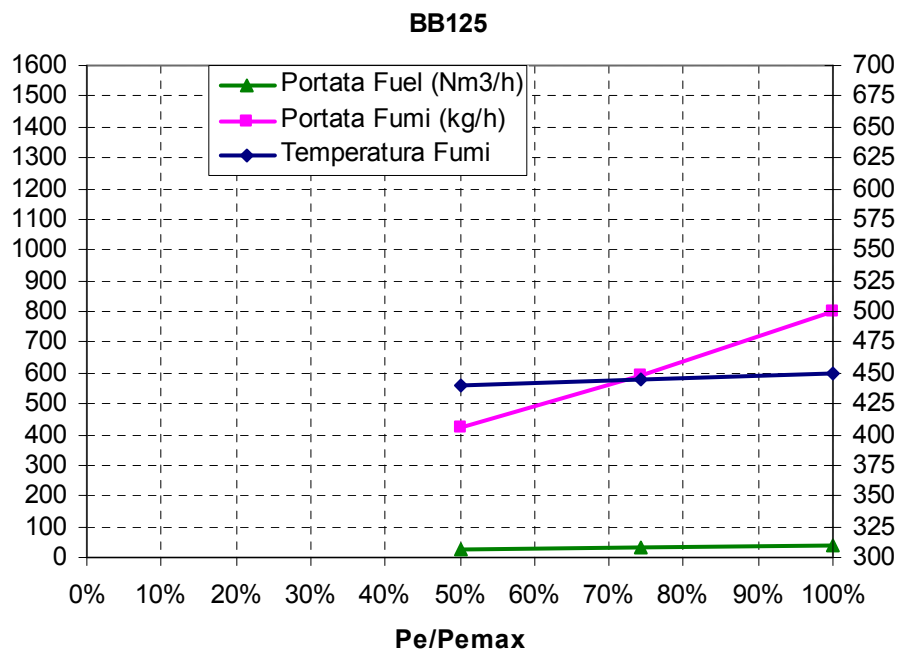
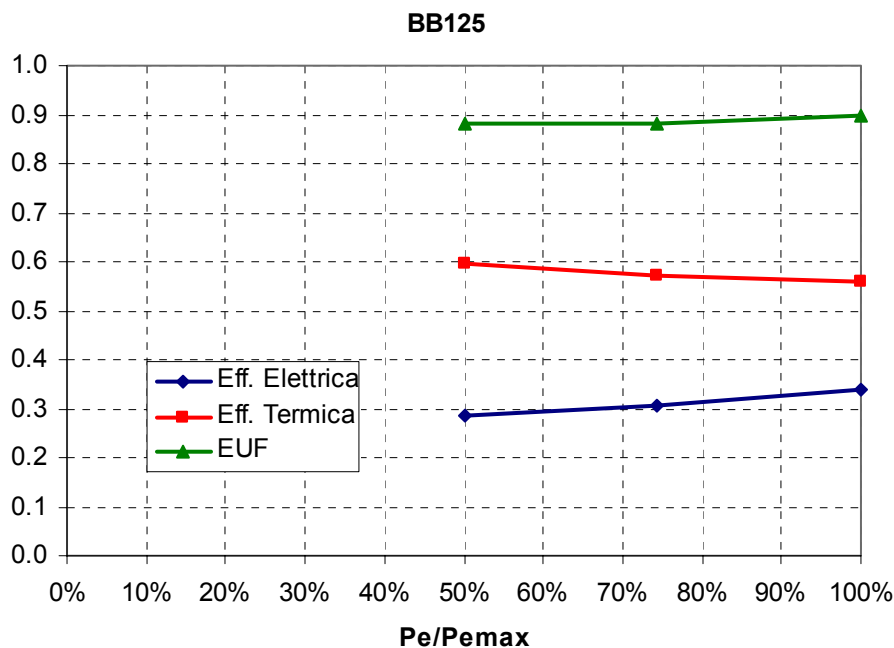
Potenza assorbita	290 kW
Potenza elettrica	90 kW
Potenza termica	170 kW
Rendimento totale	89,7 %
Motore endotermico a ciclo Otto	SCANIA
Tipo	12 G
Potenza netta a 1500 giri/minuto (acc. ISO 3046)	95 kW
Alimentazione	Gas naturale
Sistema alimentazione	Aspirato
Cilindrata	11700 cm ³
Numero di cilindri	6 in linea
Rapporto di compressione	11 : 1
Pressione media effettiva	6,6 bar
Consumo gas naturale	30 Sm ³ /h
Consumo olio di lubrificazione	0,6 g/kWh
Capacità carter olio	22 litri
Pressione minima alimentazione gas	18 mbar
Emissioni	libere
Alternatore Asincrono	BROOK HANSEN
Tipo	WUDF 280 MNE-H
Potenza	90 kW
Tensione	400 V
Corrente (a 4/4 carico)	155 A
Fattore di potenza (a 4/4 carico)	0,83
Frequenza	50 Hz
Rendimento (a 4/4 carico)	94,8 %
Classe di isolamento	F
Grado protezione	IP 54
Recupero termico	ALFA LAVAL CB 76-50
Max. Temperatura acqua mandata/Max. ritorno	85/70 °C
Portata acqua	9,7 m ³ /h
Connessione circuiti acqua	2"
Connessione alimentazione	1"
Connessione scarico fumi	3"
Rumorosità a 1 m di distanza	< 75 dB (A)
Dimensioni e peso :	
- Lunghezza	3690 mm
- Larghezza	1100 mm
- Altezza (altezza del quadro elettrico = 2000 mm)	1550 mm
- Peso	3200 kg

Sui valori delle prestazioni tecniche del gruppo vale quanto previsto dalle Norme DIN-ISO 3046 e DIN 6271 con le seguenti tolleranze:

- Potenza elettrica netta: -3%
- Potenza termica resa: ± 8%
- Consumo combustibile: +5%
- Temperatura d'uscita del fluido vettore: -3°C
- Rendimenti: secondo le condizioni di cui sopra
- Rumorosità: misurata secondo DIN 45635 con tolleranza ±3 dB(A)
- Consumo d'olio: valore indicativo dipendente dall'usura ed esercizio dell'unità.

4.2.8. CPL Concordia BB125 AS SCANIA

Si riportano nel seguito le elaborazioni che è stato possibile effettuare sulla base dei dati richiesti al produttore.



Anche in quest'ultimo caso, la portata di combustibile è stata fornita dalla Cpl Concordia, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.5 kWh/Nm³. Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la portata dei fumi, espressa in kg/h. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata invece sull'asse secondario.

Si riporta di seguito la scheda tecnica del cogeneratore BB125 (fonte: sito internet dell'azienda).

 GPL CONCORDIA CHASSI	BIBLOC BB 125 Asincrono Metano	
---	---	--

DATI TECNICI

Potenza assorbita	393 kW
Potenza elettrica	125 kW
Potenza termica	222 kW
Rendimento elettrico	31,9 %
Rendimento termico	56,5 %
Rendimento totale	88,4 %
Motore endotermico a ciclo Otto	SCANIA
Tipo	12 G
Potenza netta a 1500 giri/minuto (acc. ISO 3046)	132 kW
Alimentazione	Gas naturale
Sistema alimentazione	Turbointercooler
Cilindrata	11700 cm ³
Numero di cilindri	6 in linea
Rapporto di compressione	11 : 1
Pressione media effettiva	6,6 bar
Consumo gas naturale	40,8 Sm ³ /h
Consumo olio di lubrificazione	0,5 g/kWh
Capacità carter olio	28 litri
Pressione minima alimentazione gas	18 mbar
Emissioni	libere
Alternatore asincrono	BROOK HANSEN
Tipo	WUDF315MNE
Potenza	125 kW
Tensione	400 V
Corrente (a 4/4 carico)	212 A
Fattore di potenza (a 4/4 carico)	0,85
Frequenza	50 Hz
Rendimento (a 4/4 carico)	94,8 %
Classe di isolamento	F
Grado protezione	IP 54
Recupero termico	ALFA LAVAL CB 76
Max. Temperatura acqua mandata/Max. ritorno	85/70 °C
Portata acqua	13 m ³ /h
Connessione circuiti acqua	2"
Connessione alimentazione	1"
Connessione scarico fumi	5"
Rumorosità a 1 m di distanza	< 80 dB (A)
Altezza (quadro elettrico unico 2,00 m)	1,650 m
Lunghezza	3,850 m
Larghezza	1,300 m
Massa	3.850 kg

Sui valori delle prestazioni tecniche del gruppo vale quanto previsto dalle Norme DIN-ISO 3046 e DIN 6271 con le seguenti tolleranze:

- Potenza elettrica netta: -3%
- Potenza termica resa: $\pm$ 8%
- Consumo combustibile: +5%
- Temperatura d'uscita del fluido vettore: -3°C
- Rendimenti: secondo le condizioni di cui sopra
- Rumorosità: misurata secondo DIN 45635 con tolleranza $\pm$ 3 dB(A)
- Consumo d'olio: valore indicativo dipendente dall'usura ed esercizio dell'unità.

Si riportano inoltre i dati forniti direttamente dal produttore:

SPECIFICHE TECNICHE GRUPPI DI COGENERAZIONE

	POTENZA INTRODOTTA [kW]			PORTATA COMBUSTIBILE [Nm ³ /h]		
MODULO	100%	75%	50%	100%	75%	50%
BB60 AM	200	176	136	21,1	18,5	14,3
BB90 AM	290	230	173	30,5	24,2	18,2
BB125 AM	376	309	225	39,6	32,5	23,7

p.c.i. CH₄
9,5 kWh/Nm³

	POTENZA MECCANICA [kW]		
MODULO	100%	75%	50%
BB60 AM	65	50	33
BB90 AM	97	73	49
BB125 AM	135	101	68

	POTENZA ELETTRICA NOMINALE [kW _e]			EFFICIENZA ELETTRICA [%]		
MODULO	100%	75%	50%	100%	75%	50%
BB60 AM	61	47	31	93,4	94,0	93,7
BB90 AM	91	69	47	94,0	95,2	95,0
BB125 AM	128	95	64	94,6	94,4	93,8

	POTENZA TERMICA [kW _t]		
MODULO	100%	75%	50%
BB60 AS	120	97	75
BB90 AS	170	132	99
BB125 AS	210	177	134

	TEMPERATURA FUMI [°C]			PORTATA FUMI [Kg/h]		
MODULO	100%	75%	50%	100%	75%	50%
BB60 AS	533	505	475	287	237	179
BB90 AS	600	580	550	382	325	245
BB125 AS	450	445	440	797	592	421

Densità fumi
1,2 kg/Nm³

	PORTATA FUMI [Nm ³ /h]		
	100%	75%	50%
	239	196	149
	327	271	204
	664	493	351

1 TA LUFT	EMISSIONI al 5 % di Ossigeno			
MODULO	mgCO/kWhe	mgCO ₂ /kWhe	mgH ₂ O/kWhe	mgH ₂ O/kWhe
BB60 AS	1993	598	1794	538
BB90 AS	1815	563	1633	507
BB125 AS	2657	883	2391	795

450 mg/Nm³ NO_x
500 mg/Nm³ CO

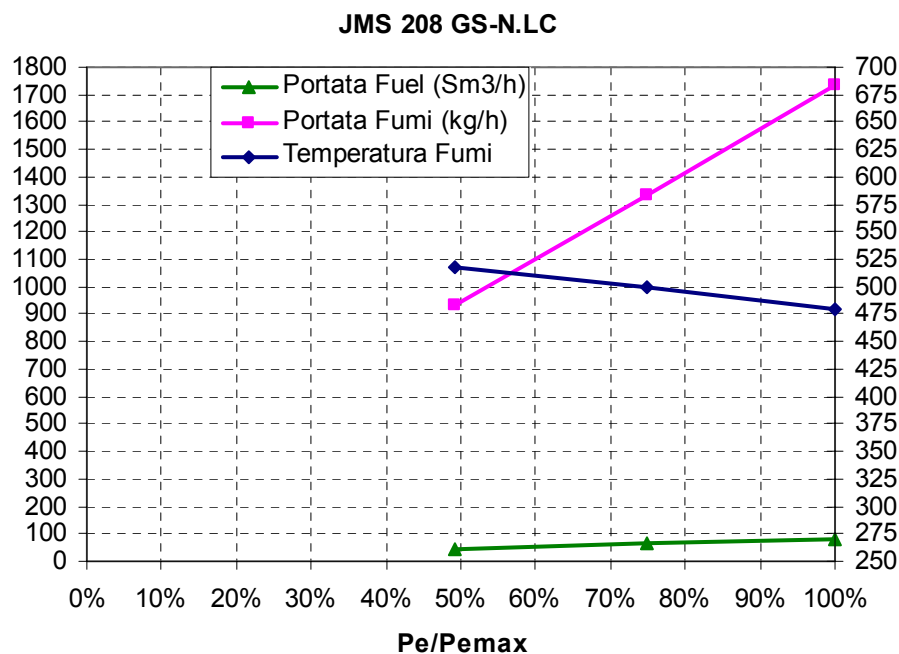
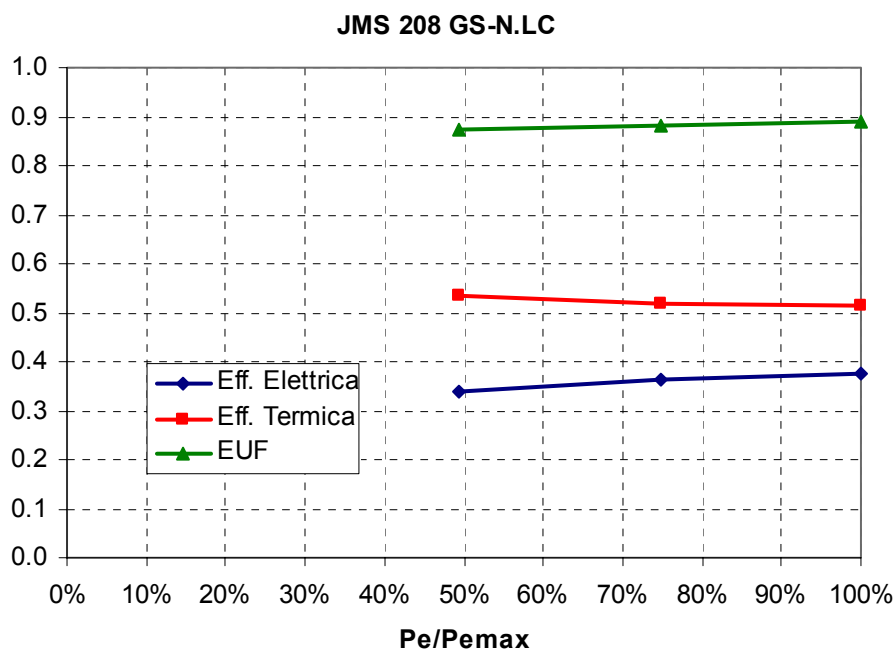
1/2 TA LUFT	EMISSIONI al 5 % di Ossigeno			
MODULO	mgCO/kWhe	mgCO ₂ /kWhe	mgH ₂ O/kWhe	mgH ₂ O/kWhe
BB60 AS	1196	359	997	299
BB90 AS	1089	338	907	282
BB125 AS	1594	530	1328	442

250 mg/Nm³ NO_x
300 mg/Nm³ CO

MODULO	TEMPO DI WARM-UP	TEMPO DI COOLING DOWN
BB60 AS	5 min	10 min
BB90 AS	5 min	10 min
BB125 AS	5 min	10 min

4.2.9. GE ENERGY JMS 208 GS-N.LC

Si riportano nel seguito le elaborazioni che è stato possibile effettuare sulla base dei dati richiesti al produttore.



La portata di combustibile è stata fornita dalla GE Energy, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.5 kWh/Nm³. Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la

portata dei fumi, espressa in kg/h. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata invece sull'asse secondario. Si riportano inoltre i dati forniti direttamente dal produttore.



Descrizione Tecnica

impianto di cogenerazione

JMS 208 GS-N.LC

Standard

Potenza elettrica **294 kW el.**

Potenza termica **401 kW**

Emissioni

NO_x 250 mg/Nm³ (5% O₂)

CO 300 mg/Nm³ (5% O₂)



0.01 Dati Tecnici (al modulo)

Dati con:			Pieno carico	Carico parziale	
Potere calorifico inferiore del gas (PCI)		kWh/Nm ³	9,5		
			100%	75%	50%
Potenza introdotta		kW	[2] 781	605	429
Quantità di gas		Nm ³ /h	*) 82	64	45
Potenza meccanica		kW	[1] 305	229	153
Potenza elettrica		kW el.	[4] 294	220	145
Potenze termiche recuperabili					
~ Intercooler		kW	42	16	~
~ Olio		kW	36	30	26
~ Acqua di raffreddamento motore		kW	127	110	86
~ Gas di scarico raffreddati a 120 °C		kW	196	158	117
Potenza termica complessiva		kW	[5] 401	314	229
Potenza erogata complessiva		kW totale	694	534	374
Potenza termica da dissipare					
~ Intercooler		kW	~	~	~
~ Olio		kW	~	~	~
~ Calore insuperficie	ca.	kW	[7] 31	26	25
~ Potenza termica rimanente		kW	8	6	4
Consumo specifico del motore		kWh/kWh	[2] 2,56	2,64	2,80
Consumo olio motore	ca.	kg/h	[3] 0,09	~	~
Rendimento elettrico		%	37,6%	36,3%	33,9%
Rendimento termico		%	51,3%	51,9%	53,3%
Rendimento complessivo		%	[8] 88,9%	88,2%	87,1%
Circuito acqua calda:					
Temperatura di mandata		°C	90,0	85,7	81,4
Temperatura di ritorno		°C	70,0	70,0	70,0
Portata nominale		m ³ /h	17,2	17,2	17,2

*) Valore indicativo per il dimensionamento della tubazione, Sm³=Nm³ x 1,055

[] Spiegazioni: vedi voce 0.10 - Parametri tecnici

I dati termici si riferiscono alle condizioni di riferimento riportate nell'allegato 0.10. In caso di scostamenti da queste condizioni, possono esserci variazioni nei bilanci termici. Questi scostamenti devono essere considerati nel dimensionamento dei circuiti di dissipazione (emergenza, intercooler, ...). Sulla tolleranza del +/- 8% inerente la potenza termica recuperabile si consiglia di considerare per il progetto del recupero un'ulteriore tolleranza del + 10%.



Dimensioni principali e pesi (al modulo)

Lunghezza	mm	~ 4.900
Larghezza	mm	~ 1.700
Altezza	mm	~ 2.000
Peso a secco	kg	~ 5.700
Peso pronto per l'esercizio	kg	~ 5.900

Raccordi

Ingresso ed uscita acqua calda	DNPN	50/10
Uscita gas di scarico	DNPN	200/10
Gas di combustione (all'entrata linea gas)	DNPN	50/16
Gas di combustione (al modulo)	DNPN	50/10
Scarico acqua ISO 228	G	1/2"
Scarico condensa	DNPN	50/10
Valvola di sicurezza acqua motore (ISO 228)	DNPN	1 1/2"/2,5
Valvola di sicurezza acqua calda	DNPN	40/16
Riempimento olio lubrificante (tubo)	mm	28
Scarico olio lubrificante (tubo)	mm	28
Riempimento acqua motore (tubo flessibile)	mm	13
Acqua ingresso/uscita primo stadio intercooler	DNPN	50/10
Acqua ingresso/uscita secondo stadio intercooler	DNPN	50/10

Potenza / Consumo

Potenza standard ISO-ICFN	kW	305
Press. media eff. a carico nom. e velocità nom.	bar	14,70
Tipo di gas		Gas naturale
Numero metanico di riferimento	MZ d)	70
Rapporto di compressione	Epsilon	12,00
Range ammesso di pressione del gas all'entrata della rampa	mbar	80 - 200 c)
Range di pressione del flusso del gas di combustione ammesso	%	± 10
Velocità massima di variazione pressione gas	mbar/sec	10
Temperatura massima raffreddamento intercooler 2° stadio	°C	70
Consumo specifico del motore	kWh/kWh	2,56
Consumo specifico olio lubrificante	g/kWh	0,30
Temperatura olio mass.	°C	90
Temperatura mass. acqua raffreddamento motore	°C	90
Volume cambio olio	lit	~ 126

c) Pressione di gas inferiore su richiesta

d) Basato sul programma di calcolo del numero metanico AVL 3.1



0.02 Dati Tecnici del Motore

Costruttore		GE Jenbacher
Tipo di motore		J 208 GS-C02
Ciclo di funzionamento		4-tempi
Disposizione cilindri		in linea
Numero cilindri		8
Alesaggio	mm	135
Corsa	mm	145
Cilindrata	lit	16,60
Velocità nominale	l/con	1.500
Velocità media del pistone	m/s	7,25
Lunghezza	mm	1.890
Larghezza	mm	1.020
Altezza	mm	1.630
Peso a secco	kg	1.800
Peso pronto per l'esercizio	kg	2.000
Momento d'inerzia del volano	kgm ²	3,51
Senso di rotazione (visto lato volano)		a sinistra
Attacco volano		SAE 16"
Livello dist. radio sec. VDE 0875		N
Motorino d'avviam.: pot.	kW	6
Motorino d'avviam.: tensione	V	24

Potenze termiche

Potenza introdotta	kW	781
Intercooler	kW	42
Olio	kW	36
Acqua di raffreddamento motore	kW	127
Gas di scarico totale	kW	244
Gas di scarico raffreddati a 180 °C	kW	164
Gas di scarico raffreddati a 100 °C	kW	206
Calore insuperficie	kW	20
Potenza termica rimanente	kW	8

Dati gas di scarico

Temperatura gas di scarico a pieno carico	°C [8]	480
Portata gas di scarico umido	kg/h	1.736
Portata gas di scarico secco	kg/h	1.610
Volume gas di scarico umido	Nm ³ /h	1.372
Volume gas di scarico secco	Nm ³ /h	1.221
Contropressione mass. gas di scarico all'uscita motore	mbar	60

Dati aria di combustione

Portata aria	kg/h	1.680
Volume aria	Nm ³ /h	1.300
Perdita di pressione mass. in aspirazione	mbar	10

base per gas di scarico: gas naturale: 100%; gas biologico: 65% CH₄, 35% CO₂



Livello sonoro

Aggregato b)	dB(A) re 20µPa	92
31,5 Hz	dB	80
63 Hz	dB	84
125 Hz	dB	89
250 Hz	dB	90
500 Hz	dB	88
1000 Hz	dB	87
2000 Hz	dB	83
4000 Hz	dB	81
8000 Hz	dB	86
Gas di scarico a)	dB(A) re 20µPa	108
31,5 Hz	dB	99
63 Hz	dB	103
125 Hz	dB	111
250 Hz	dB	104
500 Hz	dB	105
1000 Hz	dB	103
2000 Hz	dB	99
4000 Hz	dB	88
8000 Hz	dB	67

Potenza sonora

Aggregato	dB(A) re 1pW	111
superficie di misura	m²	80
Gas di scarico	dB(A) re 1pW	116
superficie di misura	m²	6,28

a) I valori menzionati sono pressioni sonore misurate secondo DIN 45635, distanza 1 m, con propagazione semisferica in ambiente riflettente.

b) I valori menzionati sono pressioni sonore (riferite in condizioni di campo libero) secondo DIN 45635 classe di precisione 3 distanza di misura 1 m.

Con funzionamento a 1200 giri/min sono le stesse, con 1800 giri/min sono da aumentare di 3dB.
tolleranza macchina ± 3 dB



0.03 Dati Tecnici del Generatore

Costruttore		STAMFORD e)
Tipo		HCI 534 D2 e)
Potenza omologata	kVA	500
Potenza meccanica introdotta	kW	305
Potenza attiva a $\cos \phi = 1,0$	kW	294
Potenza attiva a $\cos \phi = 0,8$	kW	290
Potenza apparente a $\cos \phi = 0,8$	kVA	363
Corrente nominale a $\cos \phi = 0,8$	A	524
Frequenza	Hz	50
Tensione	V	400
Giri	1/con	1.500
Velocità di fuga	1/con	2.250
Fattore di potenza ind.		0,8 - 1,0
Rendimento a $\cos \phi = 1,0$	%	96,3%
Rendimento a $\cos \phi = 0,8$	%	95,2%
Momento d'inerzia del volano	kgm ²	7,73
Massa	kg	1.395
Livello dist. radio sec. VDE 0875		N
Forma costruttiva		B3/B14
Grado di protezione		IP 23
Classe d'isolamento		H
rialzo di temperatura (con potenza meccanica)		F
Temperatura ambientale massima	°C	40
Fattore di distorsione a vuoto tra neutro e fase	%	1,5

Reattanze e costanti di Tempo

xd Reattanza sincrona secondo l'asse diretto	p.u.	2,02
xd' Reattanza transitoria secondo l'asse diretto	p.u.	0,10
xd'' Reattanza subtransitoria secondo l'asse diretto	p.u.	0,07
Td'' Costante di tempo subtransitoria della corrente di c.to c.to	ms	12
Ta Costante di tempo - corrente continua	ms	18
Tdo' Costante di tempo transitoria a vuoto	s	2,20

e) GE Jenbacher si riserva il diritto di modificare il fornitore ed il tipo di generatore. I dati tecnici del generatore potranno essere soggetti a variazioni trascurabili. La potenza elettrica erogata dichiarata verrà garantita.



0.04 Dati Tecnici recupero calore

Dati generali - Circuito acqua calda

Potenza termica complessiva	kW	401
Temperatura di ritorno	°C	70,0
Temperatura di mandata	°C	90,0
Portata nominale	m³/h	17,2
Pressione nominale acqua calda	bar	10
Perdita di pressione nominale acqua calda	bar	0,60
Tolleranza massima ammissibile temperatura di ritorno	°C	+0/-20
Velocità di variazione mass. ammissibile	°C/min	10

Scambiatore di calore intercooler

Tipo	Scambiatore di calore ad alette	
Pressione nominale acqua calda	bar	10
Perdita di pressione nominale acqua calda	bar	0,20
Raccordi acqua calda	DN/PN	50/10

Scambiatore di calore acqua motore + Olio

Tipo	Scambiatore di calore a piastre	
Pressione nominale acqua calda	bar	10
Perdita di pressione nominale acqua calda	bar	0,20
Raccordi acqua calda	DN/PN	50/10

Scambiatore di calore dei gas di scarico

Tipo	Scambiatore di calore a tubi	
PRIMARIO:		
Perdita di pressione gas di scarico ca.	bar	0,02
Raccordi gas di scarico	DN/PN	200/10
SECONDARIO:		
Pressione nominale acqua calda	bar	6
Perdita di pressione nominale acqua calda	bar	0,20
Raccordi acqua calda	DN/PN	50/10

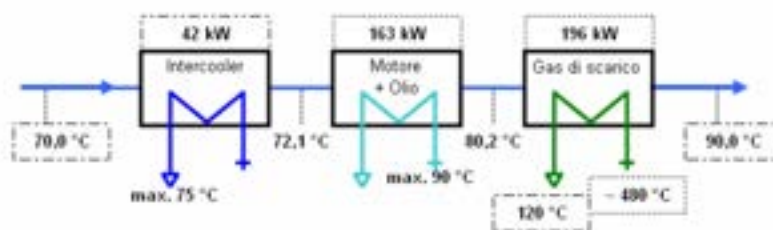
Circuito acqua calda

Standard J 208 GS-C02

Potenze termiche recuperabili = 401 kW

(80% tolleranza + 10% riserva per dispositivi di raffreddamento)

Portata nominale = 17,2 m³/h

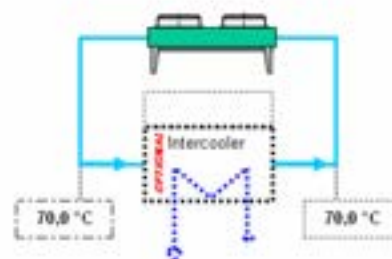


Circuito a bassa temperatura (calcolato con di glicole 37%)

Potenza termica da dissipare = 0 kW

(80% tolleranza + 10% riserva per dispositivi di raffreddamento)

Portata acqua di raffreddamento = 12,0 m³/h





0.10 Condizioni di riferimento

I dati riportati nelle specifiche tecniche si riferiscono al funzionamento del motore a pieno carico, in accordo alle temperature e al numero metanico di riferimento indicati.
Lo sviluppo si riserva di poter apportare modifiche a tali prescrizioni.

Le indicazioni di pressione si intendono come sovrappressioni.

- (1) Potenza ISO - standard limitata DIN-ISO 3046 e DIN 6271 riferita alle condizioni standard e a giri nominale.
- (2) Secondo normativa DIN-ISO 3046 e DIN 6271 con tolleranza del + 5 %.
- (3) Valore medio fra intervalli di cambio olio secondo il calendario di manutenzione, senza la quantità del cambio.
- (4) Secondo normativa VDE 0530 REM / IEC-34.1 con relativa tolleranza , a fattore di potenza $\cos\phi = 1,0$
- (5) Per potenza complessiva con tolleranza del +/- 8 %.
- (6) Secondo le condizioni di cui sopra da (1) a (5)
- (7) Valido solo per il modulo (motore e alternatore), impianti periferici non considerati
- (8) Temperatura gas di scarico con una tolleranza di +/- 5 %

Disturbi radio

Grazie al dispositivo di accensione dei motori a gas vengono rispettati i limiti delle CISPR 12 (30-75 MHz, 75-400 MHz, 400-1000 MHz), e EN 55011, classe B (30-230 MHz, 230-1000 MHz) per i disturbi radio.

Definizione di potenza

- Potenza ISO-standard limitata:

E' la potenza utilizzabile in via continuativa dichiarata dalla casa costruttrice per un motore funzionante secondo il numero di giri nominale nelle condizioni di manutenzione eseguite nei tempi e nei modi richiesti dalle indicazioni tecniche. Tale potenza viene misurata sperimentalmente dalla casa costruttrice in condizioni di funzionamento reali e calcolata per le condizioni di riferimento DIN-ISO 3046 e DIN 6271.

- Condizioni di riferimento DIN-ISO 3046 e DIN 6271:

Pressione aria:	1000 mbar o 100 m S.L.M.
Temperatura aria	25 °C o 298 K
Umidità relativa	30 %

- Indicazioni dei volumi in riferimento normale (gas alimentazione, aria comburente, gas di scarico)

Pressione:	1013 mbar
Temperatura:	0°C

Riduzione di potenza per motori sovralimentati

Per installazioni superiori a 500 m slm e/o temperatura d'aspirazione superiori 30 °C la riduzione di potenza del motore é da definire in base alle condizioni specifiche del progetto.

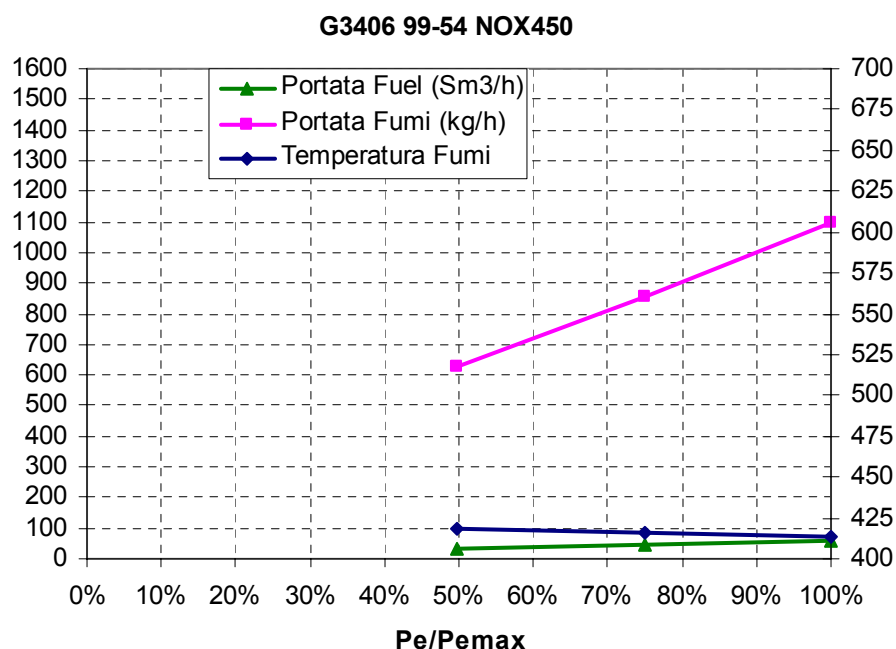
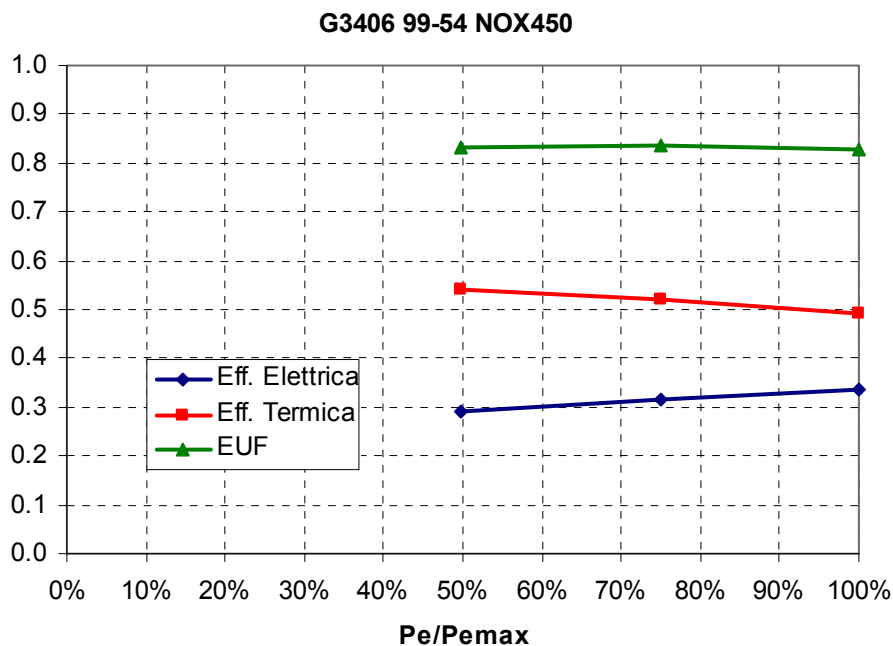
Se il valore del numero metanico scende al di sotto del suo valore di riferimento ed il sistema rileva la presenza di autodetonazioni, il regolatore „Engine Management“ interviene prima, a pieno carico, modificando opportunamente i tempi di accensione della miscela, poi riducendo la potenza del motore.

Accordo di Programma MSE-ENEA:

*Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio*

4.2.10. CGT G3406

Si riportano nel seguito le elaborazioni che è stato possibile effettuare sulla base dei dati richiesti al produttore.



La portata di combustibile è stata fornita dalla CGT, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.59 kWh/Sm³. Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la portata dei fumi, espressa in kg/h. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata invece sull'asse secondario.

Accordo di Programma MSE-ENEA:

*Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio*

Si riportano nel seguito i dati forniti direttamente dal produttore:

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio

CATERPILLAR
dati tecnici gruppo elettrogeno
alimentato con gas metano

G3406 LE
JW °C 99
AFTC °C 54
TA-LUFT

Fattore di carico		100%	75%	50%
Bilancio termico				
potenza introdotta (LHV)	kW	549	438	313
potenza meccanica	BkW	193	145	97
potenza termica gas scarico a 25°C	kW	145	117	91
potenza termica gas scarico a 120°C	kW	101	79	58
potenza termica acqua motore	kW	170	149	111
potenza termica olio motore	kW	0	0	0
potenza termica aftercooler 1° stadio	kW	0	0	0
potenza termica aftercooler 2° stadio	kW	19	10	2
potenza termica in irraggiamento motore	kW	22	18	13
potenza termica in irraggiamento alternatore	kW	6	4	3
Potenza elettrica				
potenza elettrica cosφ 1	kW	184	138	92
rendimento elettrico	%	33.57	31.52	29.25
Emissioni inquinanti rif. 5% O2				
NOx	<mg/m3	450	450	450
CO (senza depuratore catalitico)	<mg/m3	694	673	664
CO (con depuratore catalitico)	<mg/m3	300	300	300
Condizioni di riferimento e tolleranze sui dati tecnici				
normativa		DIN-ISO 3046 e DIN 6271		
pressione aria a 100 m S.L.M.	mbar	1000		
temperatura aria	°C	25		
umidità relativa		60%		
potenza ai morsetti generatore	%	± 3		
tolleranza sul consumo combustibile	%	± 5		
tolleranza sull'energia termica dal gas di scarico	%	± 10		
tolleranza sull'energia termica dall'aftercooler	%	± 8		
tolleranza sull'energia termica dall'acqua motore	%	± 10		
tolleranza sull'energia termica dall'olio motore	%	± 20		
tolleranza sulla temperatura dei gas di scarico	%	± 10		
tolleranza sull'energia irraggiata	%	± 25		
variazione pressione combustibile	%	± 10		
max. contropressione sui gas di scarico	mbar	< 65		
Caratteristiche motore				
ciclo di funzionamento		otto - 4 tempi		
alesaggio	mm	137		
corsa	mm	152		
cilindri	n°	6		
disposizione cilindri		LINEA		
cilindrata totale	lt	13.44		
velocità nominale	giri/min	1500		
senso di rotazione (visto dal lato volano)		antiorario		
velocità media pistone	m/sec	7.6		
rapporto di compressione	epsilon	11,6 : 1		
pressione media effettiva	bar	11.5		
potenza secondo ISO 3046 - ICFN	kW	193	145	97
potere calorifico combustibile	MJ/Sm3	34.53		
	kcal/Sm3	8250		
pressione alimentazione combustibile	mbar	100		
numero metanico	MZ	> 80		
consumo combustibile	Sm3/h	57.23	45.66	32.63
temperatura combustibile	°C	15 ÷ 40		
consumo specifico olio lubrificante	g/kWh	0.50	0.60	0.70
consumo olio lubrificante	kg/h	0.097	0.087	0.068
temperatura acqua ingresso motore	°C	88		
temperatura acqua uscita motore	°C	95		
temperatura acqua ingresso aftercooler 2° stadio	°C	54		
temperatura acqua uscita aftercooler 2° stadio	°C	56		
rumorosità in aria libera del motore (a 1 mt)	dB(A)	"	"	"
rumorosità allo scarico (senza silenziatore a 1,5 mt)	dB(A)	"	"	"
portata gas di scarico umidi	kg/bkWh	5,71	5.91	6.43
	kg/h	#VALORE!	857	624
portata in volume dei gas di scarico alla T uscita motore	m3/h	#VALORE!	1697	1239
collettori gas di scarico		WET		
temperatura gas di scarico	°C	414	416	418
percentuale di ossigeno nei gas di scarico		8.6	8.5	8.4
sistema di carburazione		DELTEC		
combustione		LEAN BURN		
lamda		1.57	1.53	1.54
sistema di accensione		EIS		
sistema di combustione		SI		
aspirazione		TA		
aria di combustione	kg/bkWh	5.50	5.68	6.18
	kg/h	1062	824	599
lunghezza del gruppo elettrogeno	mm	3300		
larghezza del gruppo elettrogeno	mm	1500		
altezza del gruppo elettrogeno	mm	2120		
peso a secco	kg	4500		

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio

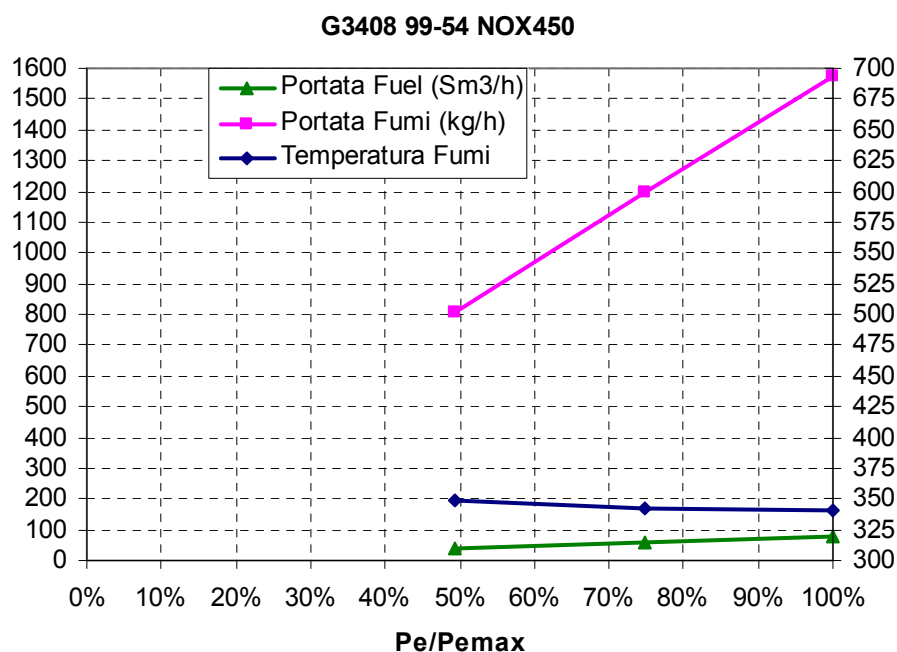
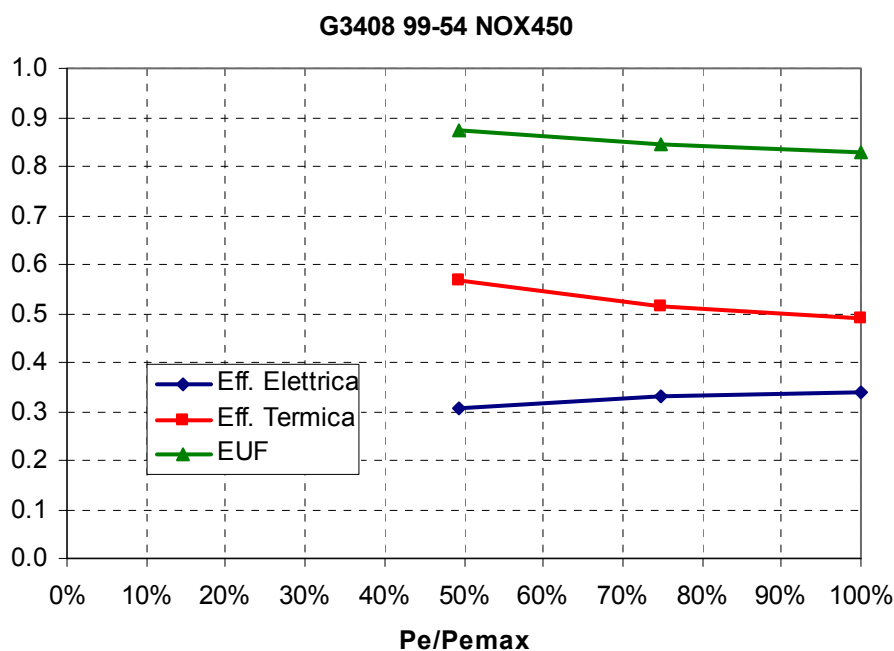
Generatore sincrono trifase

costruttore		CAT		
tipo		SR4		
forma costruttiva		MONOSUPPORTO		
rendimento generatore a cosfi 1	%	95.5	95.2	94.4
potenza attiva cosfi 1	kW	184	138	92
rendimento generatore a cosfi 0,8	%	93.8	93.9	93.4
potenza attiva cosfi 0,8	kW	180	136	91
potenza apparente cosfi 0,8	kVA	225.0	170.0	113.8
tensione	V	400/231		
frequenza	Hz	50		
giri	giri/min	1500		
fattore di potenza		0,8 - 1		
n° poli		4		
n° fasi		3		
n° morsetti		4		
collegamento delle fasi		STELLA		
eccitatrice		BRUSHLESS		
velocità massima rispetto alla nominale		125%		
regolazione di tensione		automatica a transistori		
precisione della tensione a regime statico		± 1% valore nominale		
campo di regolazione della tensione		± 5% valore nominale		
distorsione della forma d'onda		inferiore al 5%		
capacità di sostenimento corrente di corto circuito		3in per 10 sec.		
dispositivo antidisturbo radio sec. CEE 82/499		livello N		
scaldiglie anticondensa		1200 W - 220 V monofase		
grado di protezione		IP22		
classe di isolamento		H		
temperatura massima ambiente	°C	40		
servizio		CONTINUO		
costruzione secondo		ISO / IEC / NEMA		

Produzione acqua calda

temperatura di ritorno dall'utilizzo	°C	70	70	70
temperatura in mandata all'utilizzo	°C	90	87	82
potenza termica	kW	271	228	169
	kcal	233060	196080	145340
portata acqua calda	m3/h	11.65	11.65	11.65
rendimento termico	%	49.36	52.05	53.99
rendimento totale	%	82.94	83.57	83.25

4.2.11. CGT G3408



Anche in questo caso, la portata di combustibile è stata fornita dalla CGT, ed è riferita ad un PCI del gas naturale pari a 9.59 kWh/Sm^3 . Essa deve essere letta sull'asse principale, così come la portata dei fumi, espressa in kg/h. La temperatura dei fumi allo scarico è riportata invece sull'asse secondario.

Accordo di Programma MSE-ENEA:

*Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio*

Si riportano nel seguito i dati forniti direttamente dal produttore:

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio

CATERPILLAR
dati tecnici gruppo elettrogeno
alimentato con gas metano

G3408 LE
JW °C 99
AFTC °C 54
TA-LUFT

Fattore di carico		100%	75%	50%
Bilancio termico				
potenza introdotta (LHV)	kW	741	568	405
potenza meccanica	BkW	264	198	132
potenza termica gas scarico a 25°C	kW	152	116	80
potenza termica gas scarico a 120°C	kW	107	82	57
potenza termica acqua motore	kW	255	209	172
potenza termica olio motore	kW	0	0	0
potenza termica aftercooler 1° stadio	kW	0	0	0
potenza termica aftercooler 2° stadio	kW	40	22	5
potenza termica in irraggiamento motore	kW	30	23	16
potenza termica in irraggiamento alternatore	kW	8	6	4
Potenza elettrica				
potenza elettrica cosφ 1	kW	252	188	125
rendimento elettrico	%	34.02	33.19	30.77
Emissioni inquinanti rif. 5% O2				
NOx	<mg/m3	450	450	450
CO (senza depuratore catalitico)	<mg/m3	579	722	713
CO (con depuratore catalitico)	<mg/m3	300	300	300
Condizioni di riferimento e tolleranze sui dati tecnici				
normativa		DIN-ISO 3046 e DIN 6271		
pressione aria a 100 m S.L.M.	mbar	1000		
temperatura aria	°C	25		
umidità relativa		60%		
potenza ai morsetti generatore	%	± 3		
tolleranza sul consumo combustibile	%	± 5		
tolleranza sull'energia termica dal gas di scarico	%	± 10		
tolleranza sull'energia termica dall'aftercooler	%	± 8		
tolleranza sull'energia termica dall'acqua motore	%	± 10		
tolleranza sull'energia termica dall'olio motore	%	± 20		
tolleranza sulla temperatura dei gas di scarico	%	± 10		
tolleranza sull'energia irraggiata	%	± 25		
variazione pressione combustibile	%	± 10		
max. contropressione sui gas di scarico	mbar	< 65		
Caratteristiche motore				
ciclo di funzionamento		otto - 4 tempi		
alesaggio	mm	137		
corsa	mm	152		
cilindri	n°	8		
disposizione cilindri		V 65°		
cilindrata totale	lt	17.93		
velocità nominale	giri/min	1500		
senso di rotazione (visto dal lato volano)		antiorario		
velocità media pistone	m/sec	7.6		
rapporto di compressione	epsilon	11,0 : 1		
pressione media effettiva	bar	11.8		
potenza secondo ISO 3046 - ICFN	kW	264	198	132
potere calorifico combustibile	MJ/Sm3	34.53		
	kcal/Sm3	8250		
pressione alimentazione combustibile	mbar	100		
numero metanico	MZ	> 80		
consumo combustibile	Sm3/h	77.24	59.21	42.22
temperatura combustibile	°C	15 ÷ 40		
consumo specifico olio lubrificante	g/kWh	0.50	0.60	0.70
consumo olio lubrificante	kg/h	0.132	0.119	0.092
temperatura acqua ingresso motore	°C	88		
temperatura acqua uscita motore	°C	95		
temperatura acqua ingresso aftercooler 2° stadio	°C	54		
temperatura acqua uscita aftercooler 2° stadio	°C	56		
rumorosità in aria libera del motore (a 1 mt)	dB(A)	"	"	"
rumorosità allo scarico (senza silenziatore a 1,5 mt)	dB(A)	"	"	"
portata gas di scarico umidi	kg/bkWh	5.97	6.03	6.12
	kg/h	#VALORE!	1194	808
portata in volume dei gas di scarico alla T uscita motore	m3/h	#VALORE!	2114	1442
collettori gas di scarico		WET		
temperatura gas di scarico	°C	341	343	348
percentuale di ossigeno nei gas di scarico		8.2	8.1	7.9
sistema di carburazione		DELTEC		
combustione		LEAN BURN		
lamda		1.64	1.59	1.54
sistema di accensione		EIS		
sistema di combustione		SI		
aspirazione		TA		
aria di combustione	kg/bkWh	5.76	5.81	5.89
	kg/h	1521	1150	777
lunghezza del gruppo elettrogeno	mm	3500		
larghezza del gruppo elettrogeno	mm	1600		
altezza del gruppo elettrogeno	mm	2120		
peso a secco	kg	4500		

Accordo di Programma MSE-ENEA:

Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria:
principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili
in commercio

Generatore sincrono trifase

costruttore		CAT		
tipo		SR4		
forma costruttiva		MONOSUPPORTO		
rendimento generatore a cosfi 1	%	95.5	95.2	94.4
potenza attiva cosfi 1	kW	252	188	125
rendimento generatore a cosfi 0,8	%	93.8	93.9	93.4
potenza attiva cosfi 0,8	kW	245	186	123
potenza apparente cosfi 0,8	kVA	306.3	232.5	153.8
tensione	V	400/231		
frequenza	Hz	50		
giri	giri/min	1500		
fattore di potenza		0,8 - 1		
n° poli		4		
n° fasi		3		
n° morsetti		4		
collegamento delle fasi		STELLA		
eccitatrice		BRUSHLESS		
velocità massima rispetto alla nominale		125%		
regolazione di tensione		automatica a transistori		
precisione della tensione a regime statico		± 1% valore nominale		
campo di regolazione della tensione		± 5% valore nominale		
distorsione della forma d'onda		inferiore al 5%		
capacità di sostenimento corrente di corto circuito		3in per 10 sec.		
dispositivo antidisturbo radio sec. CEE 82/499		livello N		
scaldiglie anticondensa		1200 W - 220 V monofase		
grado di protezione		IP22		
classe di isolamento		H		
temperatura massima ambiente	°C	40		
servizio		CONTINUO		
costruzione secondo		ISO / IEC / NEMA		

Produzione acqua calda

temperatura di ritorno dall'utilizzo	°C	70	70	70
temperatura in mandata all'utilizzo	°C	90	86	83
potenza termica	kW	362	291	229
	kcal	311320	250260	196940
portata acqua calda	m3/h	15.57	15.57	15.57
rendimento termico	%	48.85	51.23	56.54
rendimento totale	%	82.88	84.42	87.31

4.2.12. MTU GC 119 N5 – 116 N5

Si riportano nel seguito le schede tecniche (fonte: sito internet dell'azienda).



ABOUT US / PRODUCTS / APPLICATIONS / MTU_VALUECARE / EVENTS / PRESS / CONTACT

// SEARCH YOUR PRODUCTS

Gas engine systems // 50 Hz 20 to 150 kW

// PAGE TOOLS

GAS ENGINE SYSTEMS CHP PLANTS - CONTINUOUS POWER - 50 Hz - TA-LUFT

Onsite Energy type	CHP type	Electrical Output	Thermal Output	Thermal Output	Energy input	Methane number	
=	=	kWel	kWth	kW(°C)	total	=	
GC 119 N5	ME 3066 D	119	198	-	345	≥70	Modules for natural gas (90/70 °C)
GC 116 N5	ME 3066 DH	116	198	-	337	≥70	Modules for natural gas (100/80 °C)
GC 120 B5	ME 3066 L7	120	160	-	334	45-65 %	Modules for bio/sewage gas (90/70 °C)
GC 150 B5	ME 3066 L6	150	191	-	402	45-65 %	Modules for bio/sewage gas (90/70 °C)

GAS ENGINE SYSTEMS GENERATING SETS - CONTINUOUS POWER - 50 Hz - TA-LUFT

Onsite Energy type	Genset type	Electrical Output	Thermal Output	Thermal Output	Energy input	Methane number	
=	=	kWel	kWth	kW(°C)	total	=	
GR 120 B5	AS 3066 L7	120	80	-	334	45-65 %	Generating sets for bio/sewage/landfill gas
GR 150 B5	AS 3066 L6	150	119	-	402	45-65 %	Generating sets for bio/sewage/landfill gas

STANDARD CONDITIONS

Ambient temperature: 25°C
 Height above sea level: 100 m
 Ambient air pressure: 1000 mbar
 Relative humidity: 30 %
 Emissions class: 300 mg NO_x/m³ (related to 5 % O₂), other on request.

4.2.13. Deutz TCG

Si riportano nel seguito le caratteristiche tecniche di base della serie Deutz TCG forniti dall'Azienda.

Intergen

COGENERAZIONE CON MOTORI A GAS

DEUTZ POWER SYSTEMS

COGENERAZIONE CON MOTORI A GAS

I gruppi di cogenerazione azionati da motori a gas, possono essere forniti in esecuzione base, in container o dotati di cofanatura insonorizzata.

Essi sono particolarmente indicati negli impianti in cui si ha contemporaneamente utilizzo di energia elettrica e energia termica.

Il combustibile impiegato può essere metano, biogas da depurazione (65% di metano) o gas di discarica (50% metano) con pressione di alimentazione all'entrata del motore da 50 a 100 mbar (200 mbar per TCG 2032).

Il funzionamento elettrico può avvenire sia in parallelo con la rete pubblica che separatamente da essa (funzionamento in isola).

Il recupero termico avviene sia dal circuito acqua di raffreddamento motore che dal gas di scarico; pertanto è possibile sia la produzione di sola acqua calda (p. es. 70 – 90 °C) che la produzione separata di acqua calda dal circuito motore e di vapore dal gas di scarico.

I motori a gas sono equipaggiati con quadro di controllo elettronico TEM Evo (Total Electronic Management Evolution) che ottimizza tutti i parametri di funzionamento in relazione al rendimento e alle emissioni di scarico.

GAS ENGINE DRIVEN COGENERATION SETS

Cogeneration sets driven by gas engines can be supplied on-base, containerised or sound-proof canopy.

These generating sets are suitable for all those plants which require both electric and thermal power at the same time.

They are fed on natural gas or sewage gas (65% methane) or landfill gas (50% methane), with a supply pressure between 50 and 100 mbar (200 mbar for TCG 2032).

Considering electric generation they are suitable for single operation as well as for connection in parallel with the electric mains or in island mode.

About thermal production water-cooled engines allow heat recovery both from engine cooling system and exhaust gas: it is possible to obtain just hot water production (for example 70 – 90 °C), or separate production of hot water from engine cooling system and steam from exhaust gas. The gasengines are equipped with an electronic control board TEM Evo (Total Electronic Management Evolution) that with the supervision of all important parameters permits the max efficiency and the control of exhaust emissions.

Motore DEUTZ	(*)	Potenza meccanica	Potenza elettrica	Potenza immessa	Rendimento elettrico	Potenza termica H ₂ O motore	Potenza termica gas di scarico a 120/150° C	Portata gas di scarico	Temperat. gas di scarico
Tipo		kW	kW	kW	η _{el}	kW	kW	kg/h	°C
TCG 2015 V6	N	180	171	484	35,3%	164	97	1032	423
	S/L	180	171	492	34,8%	172	100	1023	436
TCG 2015 V8	N	240	230	649	35,4%	223	128	1363	420
	S/L	240	230	659	34,9%	228	132	1368	431
TCG 2016 V8K	N	350	337	914	36,9%	289	153	1940	377
	S/L	323	311	878	35,4%	306	132	1802	359
TCG 2016 V12	N	600	580	1422	40,8%	208	348	3239	467
TCG 2016B V12	S/L	555	537	1342	40,0%	216	294	3002	465
TCG 2016 V16	N	800	774	1882	41,1%	286	466	4294	470
TCG 2016B V16	S/L	740	716	1778	40,3%	285	396	3975	470
TCG 2020 V12	N	1200	1169	2718	43,0%	581	578	6053	430
	S/L	1050	1021	2489	41,0%	536	534	5351	470
TCG 2020 V12 OLS	N	1155	1125	2791	40,3%	569	710	6075	496
TCG 2020 V16	N	1600	1558	3666	42,5%	795	789	8529	430
	S/L	1400	1364	3329	41,0%	712	721	7234	470
TCG 2020 V16 OLS	N	1540	1500	3721	40,3%	754	950	8113	497
TCG 2020 V20	N	2070	2014	4781	42,1%	1002	1014	10958	421
	S/L	1750	1703	4158	41,0%	858	919	9062	475
TCG 2032 V12	N	3000	2928	7002	41,8%	1074	1706	15673	471
TCG 2032 V16	N	4000	3916	9336	41,9%	1423	2307	20897	476

NOTE: Applicazioni particolari a richiesta

Tutti i dati tecnici non sono impegnativi e possono essere soggetti a variazioni senza preavviso.

(*) N= Gas naturale (NM +70 (80 per TCG) – p.c.i. 8250 kcal/m³)

S= Biogas (65% CH₄ - 35% CO₂ – p.c.i. 5500 kcal/m³)

L= Gas di discarica (50% CH₄ - 27% CO₂ – p.c.i. 4000 kcal/m³)

Potenza per servizio continuo secondo ISO 3046 e DIN 6271, ICFN

Emissioni gas di scarico: NOx<500 mg/m³ – CO < 1000 mg/m³

OLS = prese di carico ottimizzate

NOTES: On request particular applications may be evaluated.

All technical data are not binding and may change without notice.

(*) N= Natural gas (NM +70 (80 per TCG) – L.c.v. 8250 kcal/m³)

S= Sewagegas (65% CH₄ - 35% CO₂ – L.c.v. 5500 kcal/m³)

L= Landfillgas (50% CH₄ - 27% CO₂ – L.c.v. 4000 kcal/m³)

Output for continuous operation according to ISO 3046 and DIN6271

Exhaust gas emissions: NOx<500 mg/m³ – CO < 1000 mg/m³

= optimized Load Steps

Scheda tecnica N. TCG-001 | Rev. 9 | del 1/09/2007 | Emissione da: COE | Approvata da: DST | Pag. 1 di 1

5. Valutazione sperimentale degli indici di prestazione secondo normativa

In questo capitolo sono analizzati i diversi indici di prestazione che sono devono essere valutati ai sensi della normativa vigente. Questi indici di prestazione sono stati suddivisi nelle seguenti categorie:

- indicatori energetici, relativi alla produzione elettrica e alla produzione termica associata, i quali consentono di valutare i quantitativi annui di energia prodotta, i consumi annui di combustibile e le efficienze di conversione energetica, al fine di calcolare quei parametri quali IRE, LT e PES ai quali sono associati i criteri per i riconoscimento della “cogenerazione ad alto rendimento”;
- indicatori ambientali, relativi all’emissione in atmosfera di sostanze inquinati;
- indicatori relativi alle emissioni acustiche;
- indicatori della qualità della potenza elettrica prodotta e immessa in rete (power quality).

5.1. Indicatori energetici

Gli indicatori energetici che servono per la caratterizzazione dell’impianto sono:

- Potenza ed energia elettrica;
- Potere calorifico del combustibile impiegato e consumo di combustibile;
- Efficienza della produzione elettrica;
- Potenza ed energia termica;
- Efficienza della produzione termica;
- Indice di risparmio energetico IRE e limite termico LT;
- Energia primaria risparmiata PES (Primary Energy Saving).

Potenza ed energia elettrica

La potenza elettrica P è un parametro fondamentale per gli impianti di cogenerazione, in quanto la suddivisione tra cogenerazione, piccola e micro cogenerazione è riferita proprio sulla base della potenza elettrica netta P_{net} nelle condizioni di funzionamento nominale.

In generale la potenza potrebbe essere riferita anche alla potenza elettrica lorda P_{gross} , valutata al lordo dei consumi delle apparecchiature ausiliarie, quali per esempio pompe di raffreddamento, pompa/compressore del combustibile, ventola del radiatore, ecc....

L'energia elettrica prodotta dall'istante t_1 all'istante t_2 è definita dall'integrale nel tempo della potenza elettrica come dalla seguente formula:

$$E = \int_{t_1}^{t_2} P dt \quad (5.1)$$

Anche per l'energia vale la distinzione tra energia lorda ed energia netta, ottenuta integrando rispettivamente la potenza lorda e la potenza elettrica netta. L'energia elettrica netta erogata può essere contabilizzata dagli stessi strumenti utilizzati per la misura della potenza elettrica netta o da appositi strumenti contatori di energia elettrica.

Di particolare interesse è il calcolo dell'energia netta erogata in un anno di esercizio dell'impianto, in quanto a questa grandezza è associato il calcolo di quei parametri energetici (IRE, LT, PES) ai quali sono legati i criteri per il riconoscimento della "cogenerazione ad alto rendimento" e le differenti forme di incentivazione previste per essa.

Potere calorifico e consumo di gas naturale

La determinazione del potere calorifico del gas naturale richiede o l'utilizzo di un gas-cromatografo installato in situ, o la raccolta di campioni i quali vengono analizzati in un secondo momento presso appositi laboratori in cui si eseguono le prove di combustione per i diversi provini.

Per il calcolo del potere calorifico inferiore di una miscela di combustibile gassosa la cui composizione è nota (a seguito, per esempio, di un'analisi gas-cromatografica), possono essere applicate le seguenti equazioni:

$$H_i = \sum_{j=1}^n H_{i,j} \cdot x_j \quad (5.2)$$

dove:

- n : numero di costituenti che compongono la miscela combustibile;
- x_j : frazione molare del componente j -esimo;
- $H_{i,j}$: potere calorifico inferiore del componente j -esimo (kJ/Nm³);
- H_i : potere calorifico inferiore della miscela combustibile (kJ/Nm³).

Per il valore di $H_{i,j}$ delle specie chimiche normalmente presenti nel gas naturale, si faccia riferimento alla Tabella 1.

Tabella 1: Potere calorifico inferiore delle sostanze normalmente presenti nel gas naturale

Specie	$H_{i,j}$ [kJ/Nm ³]
Metano	36360
Etano	64748
Propano	92600
Isobutano	120000
n-Butano	120400
Isopentano	148000
n-Pentano	148120
Neopentano	147320

Per passare da poteri calorifici inferiori espressi su base volumica a quelli espressi in termini massici, si utilizza la seguente relazione:

$$H_{i-massbasis} = \frac{H_{i-volumetricbasis}}{\rho} \quad (5.3)$$

dove:

- $H_{i-volumetricbasis}$: potere calorifico inferiore della miscela espresso su base volumica (kJ/Nm³);
- $H_{i-massbasis}$: potere calorifico inferiore della miscela espresso su base massica (kJ/kg);
- ρ : densità della miscela combustibile nelle condizioni normali di riferimento (kg/Nm³).

La densità della miscela combustibile alle condizioni normali di riferimento può essere calcolata come segue:

$$\rho = \frac{p_n \cdot M}{T_n \cdot R} \quad (5.4)$$

dove:

- ρ : densità della miscela combustibile nelle condizioni normali di riferimento (kg/Nm³);

- p_n : pressione assoluta nelle condizioni normali di riferimento, uguale a 101325 Pa;
- T_n : temperatura nelle condizioni normali di riferimento, uguale a 273.15K (0°C);
- R : costante universale dei gas, pari a 8314.472 J/(K kmol);
- M : peso molecolare della miscela combustibile (kg/kmol).

Il peso molecolare della miscela combustibile può essere calcolato come segue:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i \cdot x_i \quad (5.5)$$

dove:

- n : numero di costituenti che compongono la miscela combustibile;
- x_i : frazione molare del componente i -esimo;
- M_i : peso molecolare del componente i -esimo (kg/kmol).

In caso di impossibilità nel realizzare campioni di combustibile o di realizzare l'analisi in situ tramite gas-cromatografo è bene richiedere con una cadenza almeno mensile il valore del potere calorifico all'azienda distributrice del gas naturale.

Il consumo di combustibile gassoso istantaneo, indicato con $\dot{m}_b$, è normalmente espresso in (Nm³/s), e potrà essere rilevato in continuo da un apposito strumento di misura.

Il consumo totale di combustibile da un tempo t_1 ad un tempo t_2 può essere valutato integrando il consumo istantaneo come mostrato dalla seguente formula:

$$m_b = \int_{t_1}^{t_2} \dot{m}_b dt \quad (5.6)$$

Il consumo totale di combustibile può essere contabilizzato dagli stessi strumenti utilizzati per la misura del consumo istantaneo o contabilizzato tramite i contatori del consumo di combustibile installati ai fini fiscali.

Come per l'energia, di particolare interesse è il calcolo del consumo di combustibile consumato in un anno di esercizio dell'impianto, in quanto a questa grandezza è associato il calcolo di quei parametri energetici (IRE, PES) ai quali sono legati i criteri per il riconoscimento della "cogenerazione ad alto rendimento" e le differenti forme di incentivazione previste per essa.

Efficienza elettrica

L'efficienza elettrica η_{el} istantanea rappresenta la frazione di potenza termica contenuta nel combustibile in ingresso che ad un dato istante si è convertita in potenza elettrica.

Matematicamente può essere definita come:

$$\eta_{el} = \frac{P}{\dot{m}_b \cdot H_i} \quad (5.7)$$

Poiché la potenza elettrica generata può essere quella lorda o quella netta, allora tale definizione di rendimento può essere applicato ai due casi, ottenendo un'efficienza istantanea lorda ed un'efficienza istantanea netta.

L'efficienza elettrica media relativa ad una finestra temporale che va da un tempo t_1 ad un tempo t_2 (all'interno del quale in generale possono variare potenze e consumi, di rado il potere calorifico) può essere calcolata come segue:

$$\eta_{el} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P dt}{\int_{t_1}^{t_2} (\dot{m}_b \cdot H_i) dt} \quad (5.8)$$

in cui la potenza elettrica ed il consumo di combustibile sono relativi alla medesima finestra temporale.

Di particolare interesse è il calcolo dell'efficienza elettrica netta in un anno di esercizio dell'impianto, in quanto a questa grandezza è associato il calcolo del PES al quale sono legati i criteri per il riconoscimento della "cogenerazione ad alto rendimento" e le differenti forme di incentivazione previste per essa.

Potenza ed energia termica

La potenza termica erogata da un impianto di cogenerazione si può determinare misurando in continuo sia la portata del fluido termovettore a cui è legato il trasporto del calore, sia la misura della differenza di temperatura tra il ramo di mandata e di ritorno del fluido termovettore. Nel caso più generale, la potenza termica erogata da un impianto di cogenerazione può risultare essere la somma di diversi contributi di potenza termica, per i quali possono essere utilizzati fluidi di lavoro differenti. La potenza termica inoltre si distingue in potenza per il servizio di riscaldamento, quando ha l'effetto utile di cedere del calore ad un'utenza, e potenza per il servizio di raffrescamento, quando invece, l'effetto utile consiste nell'assorbire calore da un'utenza.

La potenza termica erogata può essere calcolata mediante le seguenti formule:

$$\dot{Q}_{th} = \sum_{i=1}^n \dot{m}_{th,i} \cdot c_{p,i} \cdot |\Delta T_i| \quad (5.9)$$

$$\dot{Q}_c = \sum_{i=1}^n \dot{m}_{c,i} \cdot c_{p,i} \cdot |\Delta T_i| \quad (5.10)$$

dove:

- n : numero di correnti fluide;
- $\dot{Q}_{th}$: potenza termica totale in servizio di riscaldamento (kW);
- $\dot{Q}_c$: potenza termica totale in servizio di raffrescamento (kW);
- $\dot{m}_{th,i}$: portata della corrente fluida i -esima in servizio di riscaldamento (kg/s);
- $\dot{m}_{c,i}$: portata della corrente fluida i -esima in servizio di raffrescamento (kg/s);
- $|\Delta T_i|$: differenza di temperatura, espressa in valore assoluto, tra mandata e ritorno della corrente fluida i -esima (°C);
- $c_{p,i}$: calore specifico del fluido di lavoro valutato alla temperatura operativa media, relativo alla corrente fluida i -esima i (kJ/kgK).

L'energia termica prodotta dall'istante t_1 all'istante t_2 è definita dall'integrale nel tempo della potenza termica:

$$Q_{th} = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{th} dt \quad (5.11)$$

$$Q_c = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_c dt \quad (5.12)$$

L'energia termica erogata può essere contabilizzata da appositi strumenti contatori di energia termica (calorimetri).

Di particolare interesse è il calcolo dell'energia termica totale erogata in un anno di esercizio dell'impianto, in quanto a questa grandezza è associato il calcolo di quei parametri energetici (IRE, LT, PES) ai quali sono legati i criteri per il riconoscimento della "cogenerazione ad alto rendimento" e le differenti forme di incentivazione previste per essa.

Efficienza termica

Per impianti a cogenerazione adibiti alla produzione di potenza termica per il solo servizio di riscaldamento, l'efficienza termica istantanea η_{th} rappresenta la frazione di potenza termica del combustibile in ingresso che ad un dato istante si è convertita in potenza termica; si ha infatti che:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\dot{m}_b \cdot H_i} \quad (5.13)$$

L'efficienza termica media relativa ad una finestra temporale che va da un tempo t_1 ad un tempo t_2 può essere calcolata come segue:

$$\eta_{th} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{th} dt}{\int_{t_1}^{t_2} (\dot{m}_b \cdot H_i) dt} \quad (5.14)$$

in cui la potenza termica per il riscaldamento ed il consumo di combustibile sono relativi alla medesima finestra temporale.

Di particolare interesse è il calcolo dell'efficienza termica media durante un intero anno di esercizio dell'impianto, in quanto a questa grandezza è associato il calcolo di quei parametri energetici (IRE, LT, PES) ai quali sono legati i criteri per il riconoscimento della "cogenerazione ad alto rendimento" e le differenti forme di incentivazione previste per essa.

IRE e LT

La Delibera 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas definisce le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come "cogenerazione ad alto rendimento" sulla base di due parametri denominati Indice di Risparmio Energetico (*IRE*) e Limite Termico (*LT*), già indicati e discussi nel paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, e qui di seguito riportati:

$$IRE = \frac{E_s - E_c}{E_s} = 1 - \frac{E_c}{E_s} = 1 - \frac{E_c}{E_{es} + E_{ts}} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{p \cdot \eta_{es}} + \frac{E_{tciv}}{\eta_{ts\,civ}} + \frac{E_{tind}}{\eta_{ts\,ind}}} \quad (5.15)$$

$$LT = \frac{E_t}{E_t + E_e} \quad (5.16)$$

dove:

- $E_s = E_{es} + E_{ts}$ è l'energia primaria annuale da combustibile fossile per la generazione separata ("s") di elettricità e di calore per mezzo di due impianti distinti (i

termini E_{es} e E_{ts} indicano rispettivamente l'energia primaria per la generazione separata di elettricità e l'energia primaria per la generazione separata di energia termica);

- E_e è l'energia elettrica netta generata dall'impianto di cogenerazione mentre E_t è l'energia termica netta utile generata dall'impianto di cogenerazione; quest'ultimo termine risulta suddiviso in due contributi E_{tciv} e E_{tind} che rappresentano le quote di energia termica impiegate rispettivamente nel settore civile nel settore industriale;
- E_c rappresenta l'energia primaria riferita al potere calorifico inferiore del combustibile consumato dall'impianto di cogenerazione per la produzione combinata ("c") della quantità di elettricità E_e e di calore E_t ;
- η_{es} è il rendimento elettrico di riferimento per la generazione elettrica separata, mentre η_{ts} è il rendimento termico di riferimento per la generazione termica separata ($\eta_{ts_{civ}}$ è relativo ad impieghi civili mentre $\eta_{ts_{ind}}$ ad impieghi industriali);
- p è un coefficiente correttivo che tiene conto delle minori perdite sulla rete di trasmissione solitamente associate agli impianti di cogenerazione; per il calcolo di tale coefficiente fare riferimento all'Appendice "A – Calcolo del coefficiente p".

PES

Ai sensi del decreto legislativo 20/07, dal 1° gennaio 2011 il criterio per la qualificazione della "cogenerazione ad alto rendimento" si baserà sul calcolo del PES (Primary Energy Saving), indice energetico già definito nel paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, qui riportato:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHPE\eta}{Ref E\eta}} \right) \cdot 100\% \quad (5.17)$$

dove:

- PES è il risparmio di energia primaria.
- CHP $H\eta$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rapporto tra l'energia termica annua utile e l'energia totale contenuta nel combustibile di alimentazione usato per produrre la somma dell'energia termica utile e dell'elettricità da cogenerazione.

- Ref H_η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore.
- CHP E_η è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come elettricità annua da cogenerazione divisa per l'energia totale contenuta nel combustibile di alimentazione usato per produrre la somma dell'energia termica utile e dell'elettricità da cogenerazione. Allorché un'unità di cogenerazione genera energia meccanica, l'elettricità annuale da cogenerazione può essere aumentata di un fattore supplementare che rappresenta la quantità di elettricità che è equivalente a quella dell'energia meccanica. Questo fattore supplementare non creerà un diritto a rilasciare garanzie d'origine ai sensi dell'articolo 4.
- Ref E_η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

I valori delle efficienze di riferimento per la produzione separata sono indicati nell'Appendice B – Calcolo dei rendimenti di riferimento per la valutazione del PES.

5.2. Indicatori ambientali

Per quanto riguarda le emissioni inquinanti provenienti da piccoli impianti di cogenerazione realizzati con motori a combustione interna fissi o turbine fisse, la legge 152/06 prevede il rispetto di limiti di emissione riportati in Tabella 2 e Tabella 3, validi a carattere nazionale. Le regioni possono fissare limiti ancora più stringenti come è stato fatto dalla regione Lombardia con la deliberazione n. VII/6501 del 19/10/01.

Tabella 2: Valori limite di emissione imposti dal Decreto 152/06 per motori fissi a combustione interna.

		NOx [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]	Polveri [mg/Nm ³]	%O ₂ nei fumi anidri
Motori a combustione interna ad accensione spontanea	P > 3 MW	200	650	130	5
	P < 3 MW	4000			
Altri motori 4T		500			
Altri motori 2T		800			

Tabella 3: Valori limite di emissione imposti dal Decreto 152/06 per turbine a gas fisse.

NOx [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]	%O ₂ nei fumi anidri
------------------------------	-----------------------------	------------------------------------

Turbina con flusso di gas di scarico superiore a 60000 mc/h	400	100	15
Turbina con flusso di gas di scarico superiore a 60000 mc/h	450		

Sempre ai sensi della legge 152/06, per gli impianti alimentati a metano o a GPL di potenza termica nominale inferiore a 3 MW (in pratica tutti gli impianti di piccola cogenerazione a gas naturale o a GPL con efficienza maggiore al 33%) e per tutti quelli riportati all'articolo 269, comma 14, non è richiesta l'autorizzazione ad emettere e non è previsto un monitoraggio delle emissioni durante l'esercizio dell'impianto.

Per impianti diversi da quelli elencati all'articolo 269, comma 14 della legge 152/06, occorre di solito monitorare almeno le seguenti sostanze:

- monossido di carbonio (CO);
- ossidi di azoto (NOx);
- ossigeno (O₂);
- idrocarburi totali (THC);
- metano (CH₄);
- polveri.

Le grandezze da misurare durante ciascuna prova di emissione sono le seguenti:

- potenza elettrica erogata (kW);
- potere calorifico combustibile (kJ/Nm³);
- concentrazione di inquinanti, di CO₂, e di O₂ espresse in parti per milione (ppm), o in parti per milione in volume secco (ppmvd);
- portata dei gas di scarico (Nm³/s);
- peso molecolare dei gas di scarico (kg/kmol)³;
- umidità dei gas di scarico.

Spesso le concentrazioni delle emissioni inquinanti sono espresse in ppmvd o in mg/Nm³; talvolta occorre riferire le concentrazioni (siano queste espresse in ppmvd o in mg/Nm³) a

³ Normalmente il peso molecolare dei gas di scarico non viene misurato, ma è dedotto dalle equazioni di bilancio chimico. Delle volte anche la portata dei gas di scarico può essere dedotta.

diversi tenori di ossigeno, ed in alcuni casi si vogliono correlare i valori di emissione all'energia prodotta, così da avere un valore di emissione specifico (mg/kWh). Nei paragrafi seguenti sono mostrati i principali metodi di conversione utilizzati per passare da un'espressione di emissione ad un'altra.

5.2.1. Conversione da [ppmvd] a [mg/Nm³]

Normalmente gli analizzatori dei gas esprimono le concentrazioni misurate in ppmvd (parti per milione, volume secco). Questa concentrazione è riferita alla concentrazione di ossigeno presente nel gas stesso. Delle volte può essere utile convertire le concentrazioni da ppmvd a mg/Nm³, riferito alle condizioni normali (0°C e 101325 Pa). Per questa conversione può essere utilizzata la seguente formula:

$$C_{mg / Nm^3, x\%O_2} = C_{ppm, x\%O_2} \cdot \rho_p \quad (5.18)$$

dove:

- $C_{mg / Nm^3, x\%O_2}$: è la concentrazione dell'inquinante espressa in (mg/Nm³) all' x% di O₂ nei gas di scarico;
- $C_{ppm, x\%O_2}$: è la concentrazione dell'inquinante espressa in (ppmvd) all' x% di O₂ nei gas di scarico;
- ρ_p : è la densità dell'inquinante nelle condizioni normali (kg/Nm³).

Questa densità può essere calcolata per mezzo della seguente formula:

$$\rho_p = \frac{p_n \cdot M_p}{T_n \cdot R} \quad (3.18)$$

dove:

- ρ_p : è la densità dell'inquinante nelle condizioni normali (kg/Nm³);
- p_n : pressione nelle condizioni normali, uguale a 101325 Pa;
- T_n : temperatura nelle condizioni normali, uguale a 273.15K (0°C);
- R : costante ideale dei gas, uguale a 8314.472 J/(K kmol);
- M_p : peso molecolare dell'inquinante (kg/kmol).

In Tabella 4 sono riportati M_p e ρ_p per le più comuni specie chimiche inquinanti.

Tabella 4: Peso molecolare e densità nelle condizioni normali dei più comuni inquinanti gassosi

Specie	Peso Molecolare (kg/kmol)	Densità (kg/Nm ³)
CO	28	1.25027
NO ₂	46	2.054015
CH ₄	16	0.71444

Si fa osservare che anche le concentrazioni espresse in mg/Nm³ sono funzione del tenore di ossigeno (x%), per cui dipendono dalla loro diluizione.

6.2.1. Conversione tra diversi tenori di ossigeno (x% di O₂)

La normativa stabilisce i tenori di ossigeno (x%) ai quali riferire le emissioni sulla base della tipologia del sistema di combustione, e generalmente quindi fissa i limiti di emissione in mg/Nm³ riferendosi ad un determinato tenore di ossigeno. Nella seguente tabella sono mostrati questi valori.

Tabella 5: Tenori di ossigeno standard per diversi sistemi di combustione

combustion systems	Oxygen Concentration (volume basis)
Boiler with liquid or gaseous fuel	3
Internal Combustion Engine	5
Gas Turbine	15

Delle volte è allora necessario convertire la concentrazione di inquinante da un tenore di ossigeno ad un altro. Per questa conversione è data la seguente formula:

$$C_{y\%O_2} = \frac{C_{x\%O_2} \cdot (21 - y\%)}{(21 - x\%)} \quad (5.19)$$

dove :

- $y\%$: è il tenore di ossigeno finale;
- $x\%$: è il tenore di ossigeno iniziale;
- $C_{y\%O_2}$: è la concentrazione di inquinante con un tenore di ossigeno dell' $y\%$ (le

concentrazioni possono essere espresse in [ppmvd] o [mg/Nm³]);

- $C_{x\%O_2}$: è la concentrazione di inquinante con un tenore di ossigeno dell' x % (le concentrazioni possono essere espresse in [ppmvd] o [mg/Nm³]);
- 21: è la concentrazione di ossigeno nell'aria.

Sulla base della formula (3.18) sono stati calcolati i fattori di conversione tra le più usate concentrazioni di ossigeno, e sono stati riportati nella seguente tabella.

Tabella 6: Fattori di conversione per passare da un tenore di ossigeno ad un altro.

<i>from to</i>	0%O ₂	3%O ₂	5%O ₂	15%O ₂
0%O ₂	1.00	1.17	1.31	3.50
3%O ₂	0.86	1.00	1.13	3.00
5%O ₂	0.76	0.89	1.00	2.67
15%O ₂	0.29	0.33	0.38	1.00

5. Conversione approssimata da [mg/Nm³] a [mg/kWh_e]

Spesso le emissioni sono date in termini di emissioni specifiche (mg/kWh_e). In questo caso la concentrazione di emissioni è indipendente dal tenore di ossigeno, ma dipende dall'efficienza elettrica del sistema.

Viene allora illustrata una procedura approssimata per convertire concentrazioni di inquinanti espresse in mg/Nm³ a concentrazioni espresse in mg/kWh_e.

La portata in massa del combustibile bruciato vale:

$$\dot{m}_b = \frac{P}{H_i \cdot \eta_{el}} \quad (5.20)$$

dove:

- $\dot{m}_b$: è la portata in massa del combustibile bruciato (kg/s);
- P : è la potenza elettrica erogata (kW);
- H_i : è il potere calorifico inferiore (kWh/kg);

- η_{el} : è l'efficienza elettrica di produzione.

La portata di fumi umidi prodotta con una combustione stechiometrica (con un tenore di ossigeno nei fumi pari allo 0%) è:

$$\dot{m}_{exh} = (1 + \alpha_{st}) \cdot \dot{m}_b \quad (5.21)$$

dove:

- $\dot{m}_{exh}$: è la portata di fumi umidi prodotta con una combustione stechiometrica (kg/s);
- α_{st} : rapporto stechiometrico, dipendente dal combustibile usato (vedere Tabella 7);

La portata di fumi secchi prodotta con una combustione stechiometrica (0% di O₂) vale:

$$\dot{m}_{exh,dry} = \dot{m}_{exh} - \dot{m}_{H_2O} = (1 + \alpha_{st} - H_2O_{spec}) \cdot \dot{m}_b \quad (5.22)$$

dove:

- $\dot{m}_{exh,dry}$: è la portata di fumi secchi prodotta con una combustione stechiometrica (kg/s);
- $\dot{m}_{exh}$: è la portata di fumi umidi prodotta con una combustione stechiometrica (kg/s);
- $\dot{m}_{H_2O}$: è la portata d'acqua prodotta con una combustione stechiometrica (kg/s);
- H_2O_{spec} : è il rilascio specifico di vapore dalla combustione stechiometrica del combustibile (kg_{H2O}/kg_b); (vedere Tabella 7).

La portata volumetrica dei fumi secchi prodotta con una combustione stechiometrica vale:

$$\dot{V}_{exh,dry} = \frac{\dot{m}_{exh,dry}}{\rho_{exh,dry}} \quad (5.23)$$

dove:

- $\dot{V}_{exh,dry}$: è la portata volumetrica dei fumi secchi prodotta con una combustione stechiometrica (Nm³/s);
- $\rho_{exh,dry}$: densità nelle condizioni normali dei fumi secchi (kg/Nm³).

Per calcolare $\rho_{exh,dry}$ nell'equazione precedente può essere utilizzata l'equazione (5.18) in cui, in prima approssimazione, si utilizzi un valore di 30 kg/kmol per $M_{exh,dry}$.

A questo punto, le emissioni specifiche possono essere calcolate per mezzo della seguente formula:

$$C_{mg / kWh_e} = \frac{C_{mg / Nm^3, 0\%O_2} \cdot \dot{V}_{exh, dry}}{P_{el}} = \frac{C_{mg / Nm^3, 0\%O_2} \cdot (1 + \alpha_{st} - H_2O_{spec})}{P \cdot \rho_{exh, dry}} \cdot \frac{P}{H_i \cdot \eta_{el}} =$$

$$= \frac{C_{mg / Nm^3, 0\%O_2} \cdot (1 + \alpha_{st} - H_2O_{spec})}{H_i \cdot \eta_{el} \cdot \rho_{exh, dry}} \quad (5.24)$$

dove:

- C_{mg / kWh_e} : è la concentrazione di inquinante espresso in emissioni specifiche (mg/kWh_e);
- $C_{mg / Nm^3, 0\%O_2}$: è la concentrazione di inquinante espresso in (mg/Nm³) per un tenore di ossigeno pari al 0%.

Tabella 7: Caratteristiche dei combustibili utilizzati nei più comuni motori primi

Fuel	α_{st}	H_2O_{spec} [kg_{H2O}/kg_b]
Natural Gas	17.3	2.25
Petrol	14.6	1.21
Diesel oil	14.7	1.17

5.3. Emissioni acustiche

Ai sensi del DPCM del 14 novembre 1997, sono stabiliti i limiti “assoluti” del livello di pressione sonora in ambienti abitativi ed esterni, in base a 5 classi di destinazione d’uso come riportato nel paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**; lo stesso decreto impone pure dei limiti “differenziali” pari a 3 dB(A) per il regime notturno e pari a 5 dB(A) per il regime diurno.

Il limiti sono sempre molto inferiori rispetto alle emissioni acustiche di impianti come quelli di cogenerazione. Il problema fondamentale per il progettista è come intervenire sull’impianto in modo da rispettare i valori previsti, sia come limiti assoluti, sia come limiti differenziali.

Difficilmente i limiti di legge si riescono ad ottenere senza l'installazione di silenziatori per le prese dell'aria dei macchinari che stanno all'interno e di barriere acustiche per quelli posizionati all'esterno.

Molto importante è anche il controllo delle vibrazioni, specialmente per motori alternativi di grande potenza. In genere occorre progettare bene il blocco di fondazione avendo cura di isolarlo mediante opportuni tagli dal terreno circostante mediante l'interposizione di materiali assorbenti (pannelli di gomma, strati di sughero, ammortizzatori meccanici).

L'equipaggiamento per rilevare le emissioni acustiche consiste in un fonometro per la misura del livello di pressione sonora. Lo strumento dovrebbe essere in grado di valutare tale livello di pressione sonora secondo la scala di ponderazione A, come sono espressi i limiti di legge.

5.4. Indicatori della qualità della potenza elettrica immessa in rete (Power quality)

La potenza elettrica immessa in rete deve garantire degli standard qualitativi imposti dalla norma tecnica europea EN 50160, come descritto nel paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** In questa sezione, sono indicati i parametri utilizzabili per realizzare un'analisi completa sulla qualità della potenza elettrica immessa in rete. Tali parametri sono:

- tensione (V);
- corrente (A);
- frequenza (Hz);
- potenza reale (kW);
- potenza apparente (kVA);
- potenza reattiva (kVAR);
- fattore di potenza (PF);
- distorsione totale delle armoniche per la tensione (Total Harmonic Distortion – THD).

Tensione

La tensione è una misura della forza elettromotrice o del potenziale sviluppato tra due cariche di segno opposto separate. In circuiti a corrente alternata (AC) ciò che interessa è il valore efficace della tensione, indicato spesso come tensione “rms” (root-mean-square), definito come segue:

$$V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_a^{a+T} v^2 dt} \quad (5.25)$$

dove:

- V : è il valore efficace di tensione, (V);
- T : periodo di tempo, (s);
- a : tempo iniziale, (s);
- v : tensione istantanea, (V).

Per una tensione alternata puramente sinusoidale, il valore efficace di tensione corrisponde a 0.7071 volte il valore della tensione di picco. Per tensioni non perfettamente sinusoidali – quindi distorte – il valore di tensione efficace differisce da 0.7071 volte il valore della tensione di picco.

Corrente

La corrente è una misura della quantità di carica elettrica che fluisce in una sezione di materiale conduttore nell'unità di tempo. Una differenza di potenziale di 1V applicato ad una resistenza di 1Ohm genera una corrente di 1A (Ampere). In circuiti a corrente alternata (AC) ciò che interessa è il valore efficace della corrente, indicata spesso come corrente “rms” (root-mean-square), definita nella stessa maniera della tensione efficace.

Frequenza

La frequenza è il numero di completi cicli di oscillazioni sinusoidali relativi a tensione e corrente, nell'unità di tempo. All'interno dei paesi della comunità europea la frequenza elettrica di lavoro è pari a 50 Hz.

Potenza reale

La potenza reale è il prodotto della tensione per il valore della corrente che risulta in fase con la tensione. La potenza reale produce lavoro meccanico o riscaldamento resistivo, e può essere calcolata come segue:

$$P = \frac{1}{T} \int_{a-T/2}^{a+T/2} v \cdot i dt \quad (5.26)$$

dove:

- P : potenza reale media al tempo a , (W);
- v : tensione istantanea (V);

- i : corrente istantanea (A);
- T : periodo di tempo (s).

Se tensione e corrente sono sinusoidali, si ha allora:

$$P = VI \cos \vartheta \quad (5.27)$$

dove:

- V : tensione efficace (V);
- I : corrente efficace (A);
- ϑ : sfasamento tra tensione e corrente (gradi).

In un sistema trifase per semplici carichi resistive (in cui $\vartheta=0$), la potenza reale totale vale:

$$P_{tot} = \frac{V_{ab}}{\sqrt{3}} \cdot I_a + \frac{V_{bc}}{\sqrt{3}} \cdot I_b + \frac{V_{ca}}{\sqrt{3}} \cdot I_c \quad (5.28)$$

dove:

- P_{tot} : potenza reale totale (W);
- V_{ab} : tensione efficace tra la fase a e b (V);
- I_a : corrente della fase a (A);
- V_{bc} : tensione efficace tra la fase b e c (V);
- I_b : corrente della fase b (A);
- V_{ca} : tensione efficace tra la fase c e a (V);
- I_c : corrente della fase c (A);

Potenza reattiva e apparente

Si ha a che fare con potenza reattiva quando il sistema elettrico è sottoposto a carichi induttivi, capacitivi o non lineari. La potenza reattiva non rappresenta una potenza che può essere estratta dal sistema e quindi utilizzata, ma è causa di un incremento delle perdite reali, di condizioni di sovra corrente e di sovra tensione. La potenza reattiva è calcolata come segue:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (5.29)$$

dove:

- Q : potenza reattiva, espressa in volt-ampere reattivi (var);
- S : potenza apparente, calcolata come $V \cdot I$, ed espressa in volt-ampere (VA);

- P : potenza reale (W).

Fattore di potenza

Il fattore di potenza è il rapporto tra la potenza reale e la potenza apparente:

$$PF = \frac{P}{S} \quad (5.30)$$

Il fattore di potenza indica quanto della potenza apparente associata ad un carico è potenza reale.

Distorsione totale delle armoniche per la tensione

Una tensione alternata reale si può scomporre nella componente fondamentale (legata alla frequenza nominale) più le sue armoniche di frequenza multipla. Tali armoniche di conseguenza attuano una distorsione sulla forma d'onda ideale (sinusoidale pura) e sono prodotte dai sistemi non lineari come i convertitori AC/DC dei sistemi di elettronica di potenza. Possono causare malfunzionamenti e guasti ma anche degrado termico e dielettrico a lungo termine.

6. Valutazione sperimentale degli indici di prestazione modale

6.1. Introduzione

Come già discusso del capitolo precedente, ai fini prettamente normativi, quello che serve per la caratterizzazione dell'impianto di piccola o micro cogenerazione è la contabilizzazione annua dell'energia elettrica netta prodotta, dell'energia termica utile, e del consumo di combustibile, così da realizzare il calcolo di quei parametri (quali PES, o IRE e LT), oltre che il rispetto dei limiti imposti sulle emissioni inquinanti, sulle emissioni acustiche e sulla qualità della potenza elettrica prodotta.

Alcuni di questi parametri come il PES, l'IRE ed il LT, sebbene contengano diverse informazioni circa le prestazioni dell'impianto, sono noti e certificabili solo dopo l'applicazione di carichi elettrici e termici reali per un intero anno di esercizio. In altre parole fanno riferimento all'*impianto applicato*, e sono fortemente influenzati sia dal corretto dimensionamento dell'impianto, sia dalla qualità della gestione. Altri parametri, come le efficienze di cogenerazione, il livello di emissioni inquinanti ed acustiche, la qualità della potenza elettrica, spesso sono noti solo in quanto certificati dal costruttore dell'impianto di cogenerazione, e di solito fanno riferimento alle sole condizioni di funzionamento nominali.

Tali informazioni risultano alquanto modeste per il delineamento di un quadro completo sulle prestazioni tecniche di un impianto di piccola/micro cogenerazione.

Per questa ragione gli autori hanno ritenuto opportuno definire una metodologia applicabile a tutte le tipologie di impianti di piccola/micro cogenerazione per la loro caratterizzazione sperimentale, basata sull'analisi degli stessi indici di prestazione indicati nel capitolo precedente per prestabiliti "*modi di funzionamento*"; tali modi permettono di analizzare il funzionamento degli impianti nel loro campo di regolazione e consentono di determinare degli "*indici di prestazione modale*" che tengono conto delle prestazioni dell'impianto per differenti modi di funzionamento.

6.2. Analisi modale

La metodologia dell'analisi modale proposta è caratterizzata dalle seguenti fasi:

- individuazione dei modi di lavoro;

- caratterizzazione sperimentale dell'impianto per ciascun modo;
- attribuzione di un "peso" a ciascun modo, così da stabilire per ciascun modo il contributo al calcolo dei diversi indici di prestazione modale;
- calcolo degli indici di prestazione modale.

Un indice di prestazione modale può essere dunque calcolato come media pesata dei valori che l'indice di prestazione ha assunto per i diversi modi di funzionamento.

Se con p_i si indica il generico indice di prestazione associato al modo i-esimo, e w_i è il peso di tale modo, allora l'indice di prestazione modale p_M può essere calcolato come segue:

$$p_M = \sum_{i=1}^n p_i \cdot w_i \quad (4.1)$$

Il concetto di analisi modale qui riportato è molto simile a quanto viene già fatto per i motori non-road e per i motori automobilistici tramite con i cicli guida standardizzati.

Nel caso di impianti di cogenerazione non è ancora esistente uno standard del genere, per cui qui di seguito si fa una proposta di lavoro.

6.2.1. Proposta dei modi di lavoro

Il parametro che meglio caratterizza la taglia di un impianto di cogenerazione è la potenza elettrica installata. Si può pensare allora di utilizzare come criterio principale per la definizione dei modi di lavoro la percentuale di potenza elettrica erogata dall'impianto rispetto alla potenza elettrica installata; quindi, ad esempio un primo modo di lavoro è la condizione in cui l'impianto eroga la massima potenza elettrica (100% del carico elettrico).

Per i successivi modi di lavoro possono essere considerati percentuali di carico uguali a quelle dei cicli ISO 8178 D1 e D2 (proposti per i motori non-road) dove con il parametro "percentuale di carico" si intende la percentuale di potenza elettrica rispetto alla potenza elettrica installata, come mostrato nelle seguenti tabelle:

Tabella 8: Ciclo di riferimento ISO 8178 D1

Mode	Load [%]	Weight [%]
1	100	30
2	75	50
3	50	20

Tabella 9: Ciclo di riferimento ISO 8178 D2

Mode	Load [%]	Weight [%]
1	100	5
2	75	25
3	50	30
4	25	30
5	10	10

I pesi del ciclo ISO 8178 D1 evidenziano le prestazioni dell'impianto per livelli medio alti di carico, per contro, i pesi del ciclo ISO 8178 D2 evidenziano le prestazioni del sistema per carichi medio bassi.

Gli indici di prestazione modale possono allora far riferimento a 3 cicli di studio:

- Funzionamento secondo il ciclo di riferimento ISO 8178 D1 (l'indice modale sarà indicato con p_{M1});
- Funzionamento secondo il ciclo di riferimento ISO 8178 D2 (l'indice modale sarà indicato con p_{M2});
- Funzionamento alle sole condizioni nominali (l'indice modale sarà indicato con p_{M3}).

A differenza dei motori non-road, gli impianti di cogenerazione, producono due tipologie di potenza: potenza elettrica e potenza termica. La generazione di potenza termica è generalmente legata al quantitativo di potenza elettrica erogata, per cui di solito le due generazioni vanno di pari passo; delle volte, a seconda della tipologia dell'impianto è possibile regolare il sistema in maniera tale che a parità di potenza elettrica erogata si possano ottenere diversi quantitativi di potenza termica, modificando l'efficienza elettrica di generazione. In questi casi, allora, la definizione dei modi di lavoro dovrà essere organizzata anche per diversi carichi termici ammessi; generalmente allora, per ciascun carico elettrico, è associabile un carico termico massimo, medio e minimo, come proposto nella seguente tabella.

Tabella 10: Esempio di modi di lavoro per impianti di cogenerazione con possibilità di regolare la potenza termica per un fissato valore di potenza elettrica.

Modo	Carico elettrico	Carico termico	Peso
1	100%	Massimo	10%
2		Medio	10%
3		Minimo	10%
4	75%	Massimo	17%
5		Medio	17%
6		Minimo	16%
7	50%	Massimo	7%
8		Medio	7%
9		Minimo	6%

6.2.2. Esempio di calcolo per gli indici di prestazione modale

Per meglio spiegare come utilizzare l'analisi modale si faccia riferimento all'impianto di Figura 6. Si pensi allora di aver scelto come indice di prestazione l'efficienza elettrica, e di voler calcolare il corrispettivo indice di prestazione modale secondo i tre cicli di riferimento; si supponga che per ciascun carico elettrico si abbia un unico carico termico erogabile. L'impianto dovrà allora essere caratterizzato sperimentalmente per 5 diversi modi di funzionamento: al 100%, al 75%, al 50%, al 25% ed al 10% della potenza elettrica.

Si ipotizzi di aver condotto le dovute misure e di aver valutato per i 3 cicli i valori di efficienza elettrica riportati in Tabella 11.

Tabella 11: Analisi modale – esempio di calcolo.

Modo	Carico Elettrico (%)	Efficienza elettrica (%)	Peso (%) Ciclo 1	Peso (%) Ciclo 2	Peso (%) Ciclo 3
1	100	35.4	30	5	100
2	75	36	50	25	0
3	50	34.8	20	30	0
4	25	32.2	0	30	0
5	10	29.4	0	10	0

Allora si ha che:

$$\eta_{el_M1} = \sum_{i=1}^n \eta_{el_i} \cdot w_{i,1} = 30\% \cdot 35.4\% + 50\% \cdot 36\% + 20\% \cdot 34.8\% = 35.58\%$$

$$\eta_{el_M2} = \sum_{i=1}^n \eta_{el_i} \cdot w_{i,2} = 5\% \cdot 35.4\% + 25\% \cdot 36\% + 30\% \cdot 34.8\% + 30\% \cdot 32.2\% + 10\% \cdot 29.4\% = 33.81\%$$

$$\eta_{el_M3} = \sum_{i=1}^n \eta_{el_i} \cdot w_{i,3} = 100\% \cdot 35.4\% = 35.4\%$$

Si fa notare come tali indicatori globali siano di natura prettamente tecnica e non dipendano da come l'impianto venga gestito.

5. Procedura di prova

Al fine di poter standardizzare l'analisi modale per impianti di piccola e media cogenerazione, occorre fissare anche una metodologia per eseguire le prove che caratterizzano ciascun modo di lavoro.

Ogni sessione di prova dovrà consistere di:

- un lasso di tempo di warm-up dell'impianto;
- diversi intervalli di tempo per realizzare le misure che caratterizzano i vari modi di lavoro.

In ciascun intervallo per la realizzazione delle misure occorrerà distinguere un primo periodo per stabilizzare il punto di lavoro, e da un secondo periodo in cui vengono effettuate le misure vere e proprie. Durante questo secondo periodo devono essere acquisite

simultaneamente tutte le variabili in gioco, legate agli indicatori energetici, di qualità della potenza elettrica e ambientali.

Di seguito è proposta con maggior dettaglio la procedura di prova.

1. Accendere l'impianto e portarlo secondo la rampa di carico richiesta dal costruttore al 100% della potenza elettrica. Riportare su un apposito foglio di lavoro l'ora di inizio prova e le condizioni ambientali (temperatura, pressione e umidità relativa) della sessione di prova.
2. Giunti al 100% della potenza erogabile, attendere 30 minuti al fine di assicurarsi la stabilizzazione di tutte le grandezze di misura.
3. Iniziare le misure per un tempo sufficiente ad acquisire tutti i dati (potenza elettrica, portata di combustibile, temperature varie, distorsione delle armoniche di tensione, livello di rumore, ecc...) ed a realizzare tutti i campioni necessari (es. del combustibile e dei gas di scarico). Normalmente questo periodo dovrebbe corrispondere a 30 minuti o più. Le misure istantanee devono essere mediate all'interno dell'intera finestra di misura, così da avere per ciascuna variabile di misura un unico valore.
4. Noto il livello di massima potenza elettrica, calcolare i livelli di potenza a cui corrispondono i diversi modi di lavoro.
5. Portare l'impianto a lavorare nel modo di lavoro successivo, ed attendere 30 minuti al fine di assicurarsi la stabilizzazione di tutte le grandezze di misura, dopodiché ripetere il punto 3.
6. Ripetere il punto 5 sino a che non si siano caratterizzati tutti i modi di lavoro.
7. La raccolta dei dati è completa; analizzare i campioni in laboratorio ed elaborare i dati, determinando tutti gli indici di prestazione modale.

È bene che durante la sessione di prova, venga redatto un modulo cartaceo in cui si riportano i valori di tutte le grandezze misurate, degli orari delle prove, delle condizioni ambientali, le osservazioni e tutti gli eventi associati alla progressione delle prove.

5. Acquisizione delle variabili di misura

Per l'acquisizione delle variabili di misura è fortemente consigliato l'utilizzo di un sistema di acquisizione che acquisisca, registri ed elabori continuamente i dati all'interno di ciascun periodo di misura. La frequenza di acquisizione considerata adatta per qualificare gli indicatori energetici è di ≥ 10 Hz (si ricorda che di fatto sono prove statiche, eseguite su punti fissi di funzionamento); la misura delle emissioni è bene

che venga eseguita almeno 3 volte per ogni modo di funzionamento, come è bene per ogni modo venga estratto un campione di combustibile.

7. Sensori per la valutazione degli indici di prestazione modale

Al fine di valutare in via sperimentale gli indici di prestazione proposti nel capitolo 5 per la determinazione degli indici di prestazione modale, occorre installare su ciascun impianto di piccola o micro cogenerazione degli appositi apparati di misura, i quali dovranno realizzare la lettura di tutte le grandezze fisiche dalle quali gli indici di prestazione dipendono.

Allo scopo di avere delle misure sperimentali affidabili e confrontabili tra loro, occorre stabilire ed uniformare il livello di qualità sulla misura dei dati sperimentali.

Nel presente capitolo sono descritte le caratteristiche salienti degli apparati di misura utilizzabili per la misura delle grandezze fisiche legate al calcolo degli indici di prestazione, ed è proposta una metodologia per la scelta della qualità dei sensori utilizzabili.

7.1. Apparato di misura per un impianto di cogenerazione

Al fine di poter scegliere ed enumerare i diversi componenti dell'intero sistema di misura occorre partire dall'impianto specifico, e domandarsi cosa occorra misurare, in che punto dell'impianto realizzare la misura, che tecnologia utilizzare per ciascuna misura, che accuratezza lo strumento deve avere. Il problema risulta subito parecchio complesso. Quello che si vuole proporre in questo paragrafo è una metodologia abbastanza generale, che aiuti nella definizione dell'apparato di misura. Per esporre tale metodologia si è scelto allora di utilizzare come impianto di cogenerazione di esempio lo schema di Figura 6, qui per completezza riportato, nel quale la generazione dell'energia è realizzata mediante un motore a combustione interna alimentato a gas naturale. Lo schema scelto risulta molto semplice, per cui saranno poche le misure da effettuare per la caratterizzazione dell'impianto. Nella realtà gli schemi sono più complicati, ma la metodologia che dovrà essere utilizzata risulterà la medesima.

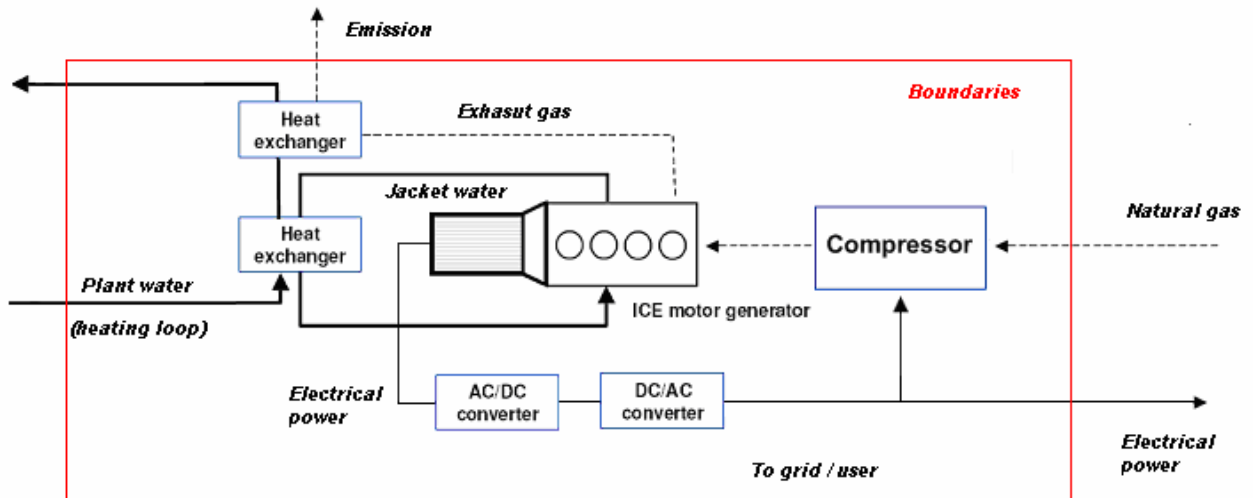


Figura 7: Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione con motore a combustione interna alimentato a gas naturale.

7.1.1. Variabili di misura

Il punto di partenza di questo studio sono gli indici di prestazione.

Per il caso specifico, gli indici energetici che possono essere valutati sono i seguenti:

1. Potenza in ingresso col combustibile:

$$\dot{Q}_{in} = \dot{m}_b \cdot H_i \quad (7.1)$$

2. Potenza elettrica generata dal motore (potenza lorda)

$$P_{gross} = P_1 \quad (7.2)$$

3. Potenza elettrica erogata all'utente elettrico (potenza netta)

$$P_{net} = P_2 \quad (7.3)$$

4. Efficienza elettrica istantanea netta

$$\eta_{el,net} = \frac{P_{net}}{\dot{Q}_{in}} \quad (7.5)$$

5. Flussi di calore

$$\dot{Q}_{raff_motore} = \dot{m}_w \cdot c_{p,w} \cdot (T_2 - T_1) \quad (7.6)$$

$$\dot{Q}_{fumi_motore} = \dot{m}_w \cdot c_{p,w} \cdot (T_3 - T_2) \quad (577)$$

6. Potenza termica utile

$$\dot{Q}_t = \dot{Q}_{raff_motore} + \dot{Q}_{fumi_motore} = \dot{m}_w \cdot c_{p,w} \cdot (T_3 - T_1) \quad (7.8)$$

7. Efficienza termica utile istantanea $\eta_t = \frac{\dot{Q}_t}{\dot{Q}_{in}}$ (7.9)

Gli indici sulla qualità della potenza elettrica erogata che possono essere valutati sono i seguenti:

8. Frequenza elettrica;
9. Tensione;
10. Fattore di potenza;
11. Distorsione armonica della tensione e della corrente.

Tra gli indicatori ambientali bisogna misurare le concentrazioni di:

12. NO_x
13. CO
14. O₂ per riferire le concentrazioni alla diluizione del 5%.

Per la caratterizzazione delle prestazioni secondo tutti i 14 punti, occorre installare un apparato di misura in maniera tale da rilevare tutte le informazioni necessarie.

Per calcolare per esempio la potenza termica associata al raffreddamento del motore, occorrerà misurare la portata $\dot{m}_w$ del fluido termovettore e le due temperature T_1 e T_2 : da ciò discende naturalmente che occorreranno due sensori di temperatura ed un sensore di portata per il fluido termovettore. Tale ragionamento è da estendersi a tutti gli indici di prestazione.

L'immagine seguente mostra sull'impianto di riferimento tutte le grandezze che occorre misurare al fine di determinare gli indici di prestazione.

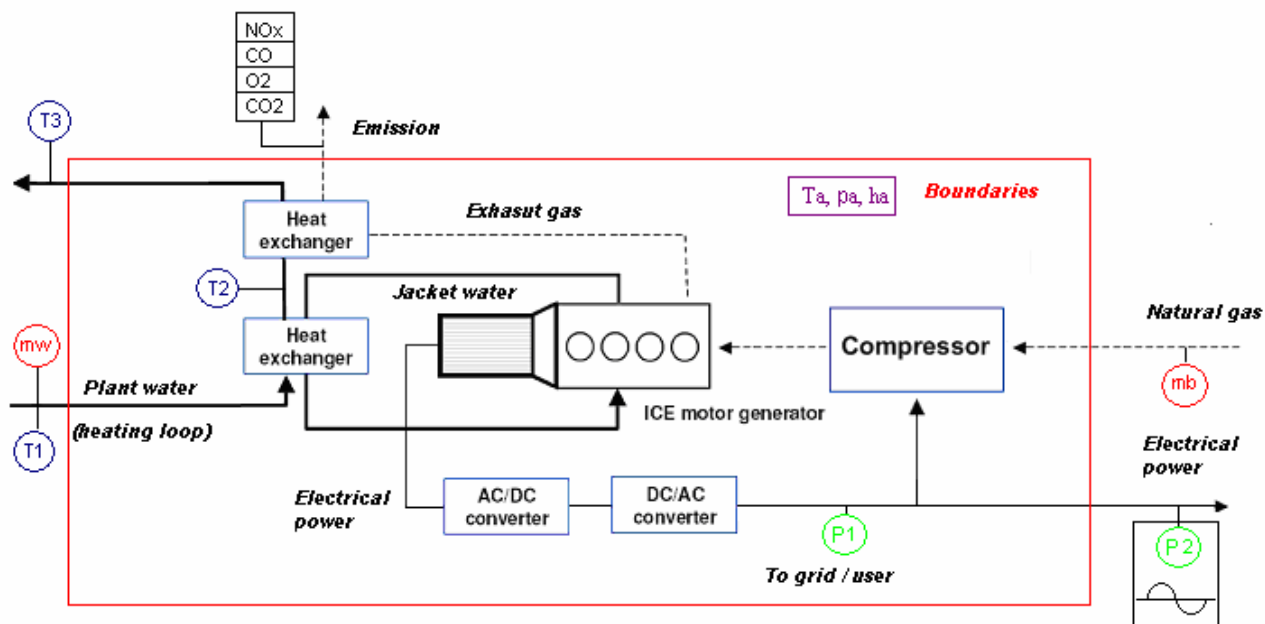


Figura 8: Schema in cui sono indicate le variabili di misura.

La lista delle variabili di misura è riportata nella tabella seguente. Nella medesima tabella sono indicati il nome di ciascuna variabile, la tipologia di sensore utilizzabile per la sua misura, il valore nominale ed il campo di variabilità.

Tabella 12: Lista delle variabili di misura

Simbolo	Parametro controllato	Componente	Valore nominale	Campo operativo Min÷Max
T_1	Temperatura del fluido termovettore proveniente dall'utenza termica	Termoresistenza (RTD)	70 °C	35 ÷ 80 °C
T_2	Temperatura del fluido termovettore uscente dallo scambiatore che riceve calore dall'acqua di raffreddamento	Termoresistenza (RTD)	80 °C	35 ÷ 90 °C
T_3	Temperatura del fluido termovettore diretto verso l'utenza termica	Termoresistenza (RTD)	95 °C	35 ÷ 100 °C
$\dot{m}_w$	Porta del fluido termovettore (acqua)	Misuratore di portata d'acqua	2.5 kg/s	-
$\dot{m}_b$	Portata di combustibile (gas naturale) in ingresso al motore a combustione interna	Misuratore di portata massica per gas naturale	43 Nm ³ /h	11÷ 43 Nm ³ /h
H_i	Potere calorifico inferiore del combustibile	Gascromatografo o campionamento di combustibile	48900 kJ/kg	-
P_1	Potenza elettrica generate dal motore a combustione interna	Wattmetro	126 kW	20 ÷ 130 kW

P_2	Potenza elettrica erogata, qualità della potenza generata	Analizzatore di rete	150 kW	23 ÷ 155 kW
T_a, rh_a, p_a	Condizioni ambientali (temperatura, umidità e pressione)	Trasduttori di temperature, umidità e pressione ambiente	20 °C 60%, 1.01bar	-10 ÷ 50 °C, 0 ÷ 100% 0.8 ÷ 1.2 bar
NOx, CO, O2, CO2	Emissioni gassose	Analizzatore di gas di scarico		

L'effettivo posizionamento dei sensori di misura sullo schema dell'impianto, sebbene sia facilmente deducibile dalle equazioni scritte per ciascun indice di prestazione, è solitamente un'operazione che richiede da parte del progettista un certo grado di esperienza. Ciò è dovuto anche al fatto che per alcuni indici si ha la possibilità di diverse modalità di misura, per cui delle volte si ha a che fare con delle scelte multiple che rendono di fatto più complicato il processo decisionale/progettuale.

7.2 Tipologia dei sensori utilizzabili

Nella presente sezione sono date alcune indicazioni sintetiche sulle diverse tecnologie degli strumenti utilizzabili per la misura delle grandezze fisiche da cui dipendono gli indici di prestazione energetica, di qualità della potenza elettrica, e gli indici ambientali.

Strumenti per la misura delle grandezze da cui dipendono gli indici di prestazione energetica

- Misuratori di potenza elettrica o wattmetri;
- Misuratori di temperatura (termoresistenze, termocoppie);
- Misuratori di portata di liquidi (generalmente acqua, soluzioni acquose, e combustibili liquidi);
- Misuratori di portata massica di efflussi gassosi (generalmente aria o combustibili gassosi)
- Misura di pressione;
- Misura di umidità (%);
- Potere calorifero inferiore (kJ/Nm³).

I principi di funzionamento delle tipologie di sensori indicati sono decisamente vari, e non è obiettivo di questo lavoro analizzare e descrivere le diverse possibilità offerte dal mercato tecnologico; sono di seguito riportate solo poche riflessioni ritenute dagli autori indispensabili.

Nel calcolo del calore di cogenerazione, spesso, i salti di temperatura sono modesti (pochi gradi). Se non si hanno dei sensori di temperatura sufficientemente precisi si rischia di commettere degli errori grossolani; per questa ragione gli autori consigliano l'utilizzo di termoresistenze di classe A (migliore classe di precisione) ogni qual volta si abbiano a misurare piccole differenze di temperatura.

Per quanto riguarda i misuratori di portata dei liquidi i sensori che offrono il miglior compromesso qualità/prezzo/facilità nell'installazione sono quelli magnetici (utilizzabili quanto il fluido è un conduttore elettrico).

Per quanto riguarda i misuratori di portata degli effluenti gassosi è possibile valutare la portata in termini volumetrici o in termini di massa. La seconda soluzione è preferita, ed è ottenibile con misuratori a filo caldo con compensazione di temperatura e pressione, opportunamente tarati sulla tubazione nella quale sono inseriti. Un'altra tipologia di sensori di portata massica è quella dei misuratori ad effetto Coriolis; tali sensori sono generalmente costosi ma caratterizzati da elevate precisioni e dinamiche rapide.

I sensori di portata è bene che abbiano la capacità di integrare nel tempo le portate misurate, cioè abbiano la capacità di fare da contatore del per il fluido che transita.

Strumenti per la misura delle grandezze da cui dipendono gli indici di qualità della potenza elettrica

Per l'analisi della qualità della potenza elettrica è necessario installare all'uscita dell'impianto un analizzatore di rete, capace di misurare e registrare tutte le grandezze sopra elencate, oltre che la potenza elettrica erogata.

Strumenti per la misura delle grandezze da cui dipendono gli indici ambientali

In Tabella 13 sono mostrati i fondamentali principi di misura che sono sovente utilizzati per la rilevazione della concentrazione dei principali inquinanti.

Tabella 13: Principi di misura impiegati per rilevare la concentrazione dei principali inquinanti ai sensi del DM 176/90.

PARAMETRO	PRINCIPIO DI MISURA
POLVERE	- ESTINZIONE DI LUCE - MISURE RADIOMETRICHE - METODI GRAVIMETRICI - DISPERSIONE DI LUCE A RAGGIO LASER
OSSIDO DI CARBONIO	- NDIR (non dispersive infra red)
OSSIDI DI AZOTO	- CHEMILUMINESCENZA - NDIR - NDUV (ultraviolet)
BIOSSIDO DI ZOLFO	- NDUV - NDIR - ELETTROCHIMICI
OSSIGENO	- CELLE AD OSSIDO DI ZIRCONIO - PARAMAGNETISMO

7.3 Scelta dei sensori

I sensori dovranno essere scelti in maniera tale che l'accuratezza associata agli indici di prestazione rientrino all'interno degli standard di qualità che garantiscono un adeguato livello di precisione e che permettano l'uniformità ed il confronto dei dati stessi con misure provenienti da altri impianti di piccola o micro cogenerazione.

Per questa ragione, occorre specificare a priori gli obiettivi di qualità che si vogliono perseguire su ciascun indice prestazionale, i quali dovranno essere uniformati per i diversi impianti su quali si eseguono le prove di caratterizzazione.

In Tabella 14 sono impostati – come esempio – gli obiettivi di qualità sugli indici di prestazione che si vogliono valutare per lo schema specifico.

Tabella 14: Esempio di imposizione degli obiettivi di qualità per i diversi indici di prestazione

Indici di prestazione	Obiettivi di qualità espressi in termini relativi (%)
Indici di prestazione energetica	
Potenza in ingresso col combustibile	±1.5%
Potenza elettrica generata dal motore (potenza lorda)	±1.5%
Potenza elettrica erogata all'utente elettrico (potenza netta)	±1.5%
Efficienza elettrica istantanea netta	±2%
Flussi di calore	±3%
Potenza termica utile	±2%
Efficienza termica utile istantanea	±3%
Indici di prestazione della qualità della potenza elettrica	
Frequenza elettrica	±0.01%
Tensione	±1%
Fattore di potenza	±3%
Distorsione armonica totale di tensione e corrente	±5 %
Indici di prestazione ambientale	
NOx (mg/kWh _e)	±5%
CO (mg/kWh _e)	±5%
CO2 (g/kWh _e)	±5%
CO, NOx, CO2 flow rate (kg/s)	±5%

Al fine di valutare numericamente quanto la qualità di ciascuna variabile di misura possa influenzare un indice di prestazione si è fatto uso della legge generale della propagazione dell'incertezza a partire dal valore di incertezza di misura dichiarata dai costruttori dei sensori, in conformità con quanto contenuto nella Norma UNI CEI ENV 13005 intitolata "Guida all'espressione dell'incertezza di misura" [4.1] .

In particolare si ha che l'incertezza assoluta U_f associata al parametro calcolato $f(x_i)$, è legata all'incertezza U_i del parametro misurato x_i , secondo la seguente equazione:

$$U_f = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \cdot U_i \right)^2} . \quad (7.10)$$

L'incertezza relativa può essere calcolata come segue:

$$u_f = \frac{U_f}{f(x_i)} . \quad (7.11)$$

Per spiegare meglio la metodologia si riporta il seguente esempio.

Si voglia calcolare l'incertezza sulla stima dell'indicatore di prestazione "efficienza elettrica" a partire dalla misura di:

- portata di combustibile;
- potere calorifico del combustibile;
- potenza elettrica.

I dati del calcolo sono riportati in Tabella 15, in cui sono riportate le misure delle tre grandezze fisiche da cui dipende l'indice di prestazione scelto nell'esempio, ed in cui sono indicate anche le incertezze di misura (relative ed assolute) associate a ciascuna misura.

Tabella 15: Esempio numerico dell'applicazione di equazione (5.10)

Variabili misurate	Valori	Incetezza relativa	Incetezza assoluta
P_{el}	126 (kW)	1.5%	1.89 (kW)
$\dot{m}_b$	13.9 (g/s)	1%	0.139 (g/s)
H_i	48900 (kJ/kg)	1%	489 (kJ/kg)
Parametro da stimare			
η_{el}	Da calcolare	Da calcolare	Da calcolare

Poiché l'efficienza elettrica è data da (confrontare con equazione (3.7)):

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_b \cdot H_i}, \text{ si ha che nel caso specifico si ottiene } \eta_{el} = 0.2944.$$

Inoltre si ha che l'equazione (7.1) diventa:

$$U_{\eta_{el}} = \sqrt{\left(\frac{\partial \eta_{el}}{\partial P_{el}} \cdot U_{P_{el}}\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_{el}}{\partial \dot{m}_b} \cdot U_{\dot{m}_b}\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_{el}}{\partial H_i} \cdot U_{H_i}\right)^2}. \quad (7.3)$$

I diversi termini contenuti nell'equazione precedente possono essere così calcolati:

$$\bullet \quad \frac{\partial \eta_{el}}{\partial P_{el}} = \frac{1}{\dot{m}_b \cdot H_i} = \frac{1}{0.00875 \cdot 48900} = 0.002337 \text{ kW}^{-1},$$

- $\frac{\partial \eta_{el}}{\partial \dot{m}_b} = -\frac{P_{el}}{(\dot{m}_b)^2 \cdot H_i} = -\frac{126}{(0.00875)^2 \cdot 48900} = -33.922 \text{ s/kg} ,$
- $\frac{\partial \eta_{el}}{\partial H_i} = -\frac{P_{el}}{\dot{m}_b \cdot (H_i)^2} = -\frac{126}{0.00875 \cdot (48900)^2} = -6.022 \text{e-}6 \text{ kg/kJ} .$

Poiché inoltre, le incertezze di misura sono note, (vedere Tabella 15), si ha che l'accuratezza sul calcolo dell'efficienza elettrica vale:

$$U_{\eta_{el}} = \sqrt{(0.002337)^2 \cdot (1.89)^2 + (-32.063)^2 \cdot (0.000139)^2 + (-6.022 \text{e-}6)^2 \cdot (489)^2} =$$

$$= \sqrt{0.0000195 + 0.00002223 + 0.00000867} = \sqrt{0.0000504} = 0.0071 .$$

Infine si ha che il rendimento elettrico può essere scritto come:

$$\eta_{el} = 0.2944 \pm 0.0071 \text{ or } \eta_{el} = 29.44\% \pm 0.71\% ,$$

e la sua incertezza relativa vale:

$$u_{\eta_{el}} = \frac{U_{\eta_{el}}}{\eta_{el}} \cdot 100 = \frac{0.0071}{0.2944} \cdot 100 = 2.41\% .$$

Calcolata l'accuratezza con cui si è valutato questo parametro, la si può confrontare con l'obiettivo di qualità prefissato. Per esempio se si fosse imposto un limite sulla qualità del rendimento elettrico uguale al 2.5%, allora con la strumentazione utilizzata si riesce a centrare l'obiettivo, in quanto l'incertezza ottenuta è pari a 2.41%. Se invece, si fosse imposto un limite sulla qualità del rendimento elettrico pari al 2%, allora con la strumentazione utilizzata non si riesce a centrare l'obiettivo (incertezza ottenuta è pari a 2.41%) e allora dovrà essere ricercata una strumentazione più adatta.

A conclusione di questa analisi si dovrà ottenere una lista completa di sensori e loro specifiche di accuratezza grazie ai quali risulta possibile soddisfare gli obiettivi di qualità per tutti gli indicatori di prestazione.

7.4 Riferimenti bibliografici

[7.3] *Norma UNI CEI ENV 13005:” Guida all'espressione dell'incertezza di misura”.*

Appendice

A – Calcolo del coefficiente p

Il coefficiente p rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando auto-consumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui gli impianti stessi sono allacciati o quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa o media tensione, evitando le perdite sulle reti, rispettivamente, di media e alta tensione.

Il calcolo di tale coefficiente è riportato all'interno della Delibera 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, articolo 1, comma (t). Esso è valutato come media ponderata dei due valori di perdite evitate $p_{immessa}$ e $p_{autocons}$ rispetto alle quantità di energia elettrica auto-consumata $E_{e\ autocons}$ ed immessa in rete $E_{e\ immessa}$, secondo la seguente formula:

$$p = \frac{p_{immessa} \cdot E_{e\ immessa} + p_{autocons} \cdot E_{e\ autocons}}{E_{e\ immessa} + E_{e\ autocons}} \quad (A1)$$

I valori di $p_{immessa}$ e $p_{autocons}$ dipendono dal livello di tensione cui è allacciata la sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore e sono riportati nella seguente tabella:

Tabella 16: Coefficienti $p_{immessa}$ e $p_{autocons}$ per i diversi livelli di tensione

Livello di tensione cui è allacciata la sezione	$p_{immessa}$	$p_{autocons}$
BT (bassa tensione)	1 – 4.3/100	1 – 6.5/100
MT (media tensione)	1 – 2.8/100	1 – 4.3/100
AT/AAT (alta e altissima tensione)	1	1 – 2.8/100

B – Calcolo dei rendimenti di riferimento per la valutazione del PES

6.2.2007

IT

Gazzetta ufficiale dell'Unione europea

L 32/183

DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 21 dicembre 2006

che fissa valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio

[notificata con il numero C(2006) 6817]

(Testo rilevante ai fini del SEE)

(2007/74/CE)

LA COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE,

visto il trattato che istituisce la Comunità europea,

vista la direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE⁽¹⁾, in particolare l'articolo 4, paragrafo 1,

considerando quanto segue:

(1) A norma dell'articolo 4 della direttiva 2004/8/CE, la Commissione deve fissare valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore che constano di una matrice di valori differenziati da fattori pertinenti, tra cui fanno di costruzione e i tipi di combustibile.

(2) La Commissione ha effettuato un'analisi ben documentata a norma dell'articolo 4, paragrafo 1, della direttiva 2004/8/CE. Tenuto conto dei progressi della migliore tecnologia economicamente giustificabile e disponibile osservati nel corso del periodo oggetto di tale analisi, è possibile stabilire una distinzione in funzione dell'anno di costruzione delle unità di cogenerazione per quanto riguarda i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore. È inoltre opportuno applicare fattori di correzione a tali valori di riferimento in funzione delle condizioni climatiche, in quanto la termodinamica della produzione di elettricità a partire da combustibile è influenzata dalla temperatura ambientale. È inoltre opportuno applicare a tali valori di riferimento altri fattori di correzione relativi alle perdite evitate sulla rete per tenere conto dei risparmi energetici realizzati limitando l'utilizzo della rete grazie alla produzione decentralizzata.

(3) L'analisi ha mostrato peraltro che, per quanto riguarda i valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore, non è necessario compiere una distinzione in funzione dell'anno di costruzione, in quanto l'efficienza energetica netta delle caldaie non è affatto migliorata nel corso del periodo oggetto dell'analisi. Non è stato necessario alcun fattore di correzione legato alle condizioni climatiche in quanto la termodinamica della generazione di calore a partire dal combustibile non è influenzata dalla temperatura ambientale. Non è altresì necessario tenere conto di fattori di correzione per le

perdite evitate sulla rete, in quanto il calore è sempre utilizzato in prossimità del luogo di produzione.

(4) I valori di rendimento di riferimento armonizzati sono stati definiti sulla base dei principi enunciati nell'allegato III, lettera f), della direttiva 2004/8/CE.

(5) Sono necessarie condizioni stabili per favorire gli investimenti nella cogenerazione e conservare la fiducia degli investitori. In tale ottica è opportuno assoggettare le unità di cogenerazione agli stessi valori di riferimento per un periodo ragionevole della durata di dieci anni. Tuttavia, tenuto conto del fatto che l'obiettivo principale della direttiva 2004/8/CE è promuovere la cogenerazione per permettere di risparmiare energia primaria, è opportuno incentivare l'ammodernamento delle unità di cogenerazione per migliorarne l'efficienza energetica. Per tali ragioni, è opportuno che i valori di rendimento di riferimento per l'elettricità che si applicano alle unità di cogenerazione divergano più severi a partire dall'undicesimo anno successivo a quello di costruzione.

(6) Le misure di cui alla presente decisione sono conformi al parere del comitato cogenerazione.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1**Fissazione dei valori di rendimento di riferimento armonizzati**

I valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore sono definiti rispettivamente nell'allegato I e nell'allegato II.

Articolo 2**Fattori di correzione dei valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità**

1. Gli Stati membri applicano i fattori di correzione di cui all'allegato III, lettera a), per adattare i valori di rendimento di riferimento armonizzati fissati nell'allegato I alle condizioni climatiche medie di ciascuno Stato membro.

I fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie non si applicano alla tecnologia di cogenerazione con pile a combustibile.

(1) GU L 52 del 21.2.2004, pag. 50.

Se, in base a dati meteorologici ufficiali, la temperatura ambientale annuale presenta scarti di 5 °C o più sul territorio di uno Stato membro, quest'ultimo ha la facoltà, previa notifica alla Commissione, di utilizzare più zone climatiche ai fini del primo comma, quando applica il metodo di cui all'allegato III, lettera b).

2. Gli Stati membri applicano i fattori di correzione di cui all'allegato IV per adattare i valori di rendimento di riferimento armonizzati fissati nell'allegato I al fine di tenere conto delle perdite evitate sulla rete.

I fattori di correzione per le perdite evitate sulla rete non si applicano ai combustibili a base di legno e al biogas.

3. Quando applicano contemporaneamente i fattori di correzione di cui all'allegato III, lettera a) e quelli di cui all'allegato IV, gli Stati membri applicano l'allegato III, lettera a), prima di applicare l'allegato IV.

Articolo 3

Applicazione dei valori di rendimento di riferimento armonizzati

1. Gli Stati membri applicano i valori di rendimento di riferimento armonizzati di cui all'allegato I in relazione all'anno di costruzione delle unità di cogenerazione. Tali valori di rendimento di riferimento armonizzati si applicano per una durata di 10 anni a partire dall'anno di costruzione di un'unità di cogenerazione.

2. A partire dall'undicesimo anno successivo all'anno di costruzione dell'unità di cogenerazione, gli Stati membri applicano i valori di rendimento di riferimento armonizzati che, a norma del paragrafo 1, si applicano alle unità di cogenerazione di 10 anni di età. Tali valori di rendimento di riferimento si applicano per un anno.

3. Ai fini del presente articolo, l'anno di costruzione di un'unità di cogenerazione è inteso come l'anno civile nel corso del quale è iniziata la produzione di elettricità.

Articolo 4

Ammodernamento di un'unità di cogenerazione

Se un'unità di cogenerazione esistente è oggetto di un ammodernamento il cui costo d'investimento supera il 50 % del costo d'investimento di una nuova unità di cogenerazione analoga, l'anno civile nel corso del quale è iniziata la produzione di elettricità dell'unità di cogenerazione ammodernata è considerato come l'anno di costruzione ai fini dell'articolo 3.

Articolo 5

Miscela di combustibili

Se l'unità di cogenerazione utilizza una combinazione di combustibili, i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata sono applicati in proporzione alla media ponderata dell'apporto energetico dai vari combustibili.

Articolo 6

Destinatari

Gli Stati membri sono destinatari della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 21 dicembre 2006.

Per la Commissione

Andris PIEBALGS

Membro della Commissione

ALLEGATO I

Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità (di cui all'articolo 1)

I valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità riportati nella tabella sottostante sono basati sul potere termico inferiore e sulle condizioni ISO standard (temperatura ambientale di 15° C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60%).

%

	Anno di costruzione: Tipo di combustibile	1996 e antece- denti	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006- 2011
Solido	Carbone fossile/coke	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Lignite/mattonelle di lignite	37,3	38,1	38,8	39,4	39,9	40,3	40,7	41,1	41,4	41,6	41,8
	Torba/mattonelle di torba	36,5	36,9	37,2	37,5	37,8	38,1	38,4	38,6	38,8	38,9	39,0
	Combustibili a base di legno	25,0	26,3	27,5	28,5	29,6	30,4	31,1	31,7	32,2	32,6	33,0
	Biomasse di origine agricola	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Scisti bituminosi	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	39,0
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile resi- duo), GPL	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biocarburanti	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Rifiuti biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
Gassoso	Gas naturale	50,0	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5
	Gas di raffineria/idrogeno	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biogas	36,7	37,5	38,3	39,0	39,6	40,1	40,6	41,0	41,4	41,7	42,0
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

ALLEGATO II

Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di calore (di cui all'articolo 1)

I valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di calore riportati nella tabella sottostante sono basati sul potere termico inferiore e sulle condizioni ISO standard (temperatura ambientale di 15° C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60 %).

			%
	Tipo di combustibile:	Vapore (*) /acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (*)
Solido	Carbone fossile/coke	88	80
	Lignite/mattonelle di lignite	86	78
	Torba/mattonelle di torba	86	78
	Combustibili a base di legno	86	78
	Biomasse di origine agricola	80	72
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	80	72
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	80	72
	Scisti bituminosi	86	78
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	89	81
	Biocarburanti	89	81
	Rifiuti biodegradabili	80	72
	Rifiuti non rinnovabili	80	72
Gassoso	Gas naturale	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	89	81
	Biogas	70	62
	Gas di cokeria, gas di altoforno + altri rifiuti gassosi	80	72

(*) È necessario diminuire il rendimento di 5 punti percentuali assoluti nel caso in cui gli Stati membri che applicano l'articolo 12, paragrafo 2, della direttiva 2004/8/CE tengano conto del riutilizzo della condensa nel calcolo del rendimento di un'unità di cogenerazione.

(†) Devono essere utilizzati i valori che si applicano al calore diretto se la temperatura è pari o superiore a 250° C.

ALLEGATO III

Fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie e metodo per determinare le zone climatiche in vista dell'applicazione dei valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità (di cui all'articolo 2, paragrafo 1)

a) Fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie

La correzione in funzione della temperatura ambientale è basata sulla differenza tra la temperatura media annuale in uno Stato membro e le condizioni ISO standard (15° C). La correzione si effettua nel modo seguente:

perdita di rendimento di 0,1 punto percentuale per ogni grado al di sopra dei 15° C;

guadagno di rendimento di 0,1 punto percentuale per ogni grado al di **sotto** dei 15° C.

Esempio:

Quando la temperatura media annuale in uno Stato membro è di 10° C, il valore di riferimento delle unità di cogenerazione situate in quello Stato membro deve essere aumentato di 0,5 punti percentuali.

b) Metodo per determinare le zone climatiche

I confini di ogni zona climatica sono costituiti dalle isoterme (in gradi Celsius interi) della temperatura ambientale media annuale, separate da un intervallo minimo di 4° C. La differenza di temperatura tra le temperature ambientali medie annuali applicate nelle zone climatiche adiacenti sarà di almeno 4° C.

Esempio:

In uno Stato membro la temperatura ambientale media annuale è di 12° C in un luogo A e di 6° C in un luogo B. La differenza è superiore a 5° C. In questo caso lo Stato membro ha facoltà di definire due zone climatiche separate dall'isoterma di 9° C, vale a dire una zona climatica compresa tra le isoterme di 9° C e 13° C con una temperatura ambientale media di 11° C e un'altra zona climatica situata tra le isoterme di 5° C e 9° C con una temperatura ambientale media di 7° C.

ALLEGATO IV

Fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete grazie all'applicazione dei valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità (di cui all'articolo 2, paragrafo 2)

Tensione:	Per l'elettricità esportata verso la rete	Per l'elettricità consumata in loco
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Esempio:

Un'unità di cogenerazione di 100 kW_{el} a motore alternativo funzionante a gas naturale produce una corrente elettrica di 380 V. L'85 % di questa elettricità è destinata all'autocomsumo e il 15 % della produzione è esportato nella rete. L'impianto è stato costruito nel 1999. La temperatura ambientale annuale è di 15° C (di conseguenza non è necessaria alcuna correzione climatica).

In base all'allegato I della presente decisione, il valore di rendimento di riferimento armonizzato del 1999 per il gas naturale è pari al 51,1 %. Dopo la correzione per tenere conto della perdite sulla rete, il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità in questa unità di cogenerazione (sulla base della media ponderata dei fattori contenuti nel presente allegato) è dato da:

$$\text{Ref } E_{\eta} = 51,1 \% \cdot (0,860 \cdot 85 \% + 0,925 \cdot 15 \%) = 44,4 \%$$

Indice figure

Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diversi fonti nell'ambito della generazione nazionale totale (anno 2007 [1.1]).	6
Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti di energia utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica totale [1.1].	7
Figura 3: Prezzi finali dell'energia elettrica per l'utenza finale nei diversi stati europei (2007). In alto i prezzi sono riferiti per i consumatori di tipo domestico, in basso per i consumatori di tipo industriali [1.2].	8
Figura 4: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti di energia utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione in cogenerazione (2004, [1.3]).	9
Figura 5: Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione a micro turbina.	12
Figura 6: Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione con motore a combustione interna.	13
Figura 7: Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione con motore a combustione interna alimentato a gas naturale.	103
Figura 8: Schema in cui sono indicate le variabili di misura.	105