

SOLUZIONI IMPIANTISTICHE PER LA COGENERAZIONE NEL SETTORE TERZIARIO

Martino Bandelloni, Filippo De Carlo, Federico Vanni
Sezione Impianti e Tecnologie Industriali
Dipartimento di Energetica "Sergio Stecco"
Università di Firenze

Sommario

Il presente lavoro ha come obiettivo lo studio di una soluzione impiantistica avanzata per la produzione combinata di energia elettrica, termica e frigorifera, da destinare ad una utenza del settore terziario. Il progetto si riferisce ad un sistema cogenerativo per un centro commerciale con una superficie di circa 14.500 m², costituito da un ipermercato e da una galleria di attività commerciali.

Definita la soluzione impiantistica di massima, viene sviluppato uno studio di fattibilità per valutarne la convenienza economica. Mediante l'impiego di macchinari di ultima generazione, quali microturbine, gruppi frigoriferi ad assorbimento, accumulatori frigoriferi, si giunge ad uno schema d'impianto modulare, adattabile alle richieste energetiche dell'utenza.

Il punto critico di questa tipologia di utenze riguarda la necessità di fornire una elevata potenza frigorifera durante il periodo estivo, a fronte di un modesto carico termico. E' risultato pertanto molto utile accoppiare alle microturbine alcuni gruppi frigoriferi ad assorbimento. A completamento di questa soluzione impiantistica è stato adottato il preraffreddamento dell'aria in ingresso alle microturbine con accumulatori frigoriferi (*ice bank*), così da raggiungere un più elevato livello di efficienza.

Il risultato ottenuto permette di evidenziare come la soluzione impiantistica proposta, possa apportare elevati vantaggi sotto il profilo economico (risparmio energetico) ed ambientale a tipologie di utenze come quella in oggetto, contribuendo in tal modo anche allo sviluppo della produzione energetica distribuita.

1. Introduzione

Fino a qualche anno fa la cogenerazione, ossia la produzione combinata di energia elettrica e termica, era una tecnologia ad uso quasi esclusivo del settore industriale. Il calore in eccesso derivante da alcuni processi produttivi, infatti, si rende facilmente disponibile per un recupero energetico. Nel settore terziario, invece, l'impiego di sistemi cogenerativi è stato molto limitato poiché nel periodo estivo, ad alto dispendio energetico, si presenta un eccesso di energia termica (in parte derivata dai processi di produzione di energia frigorifera) difficilmente riutilizzabile. Nel contempo si presenta spesso un'elevata richiesta di fluidi termovettori freddi per abbattere i carichi termici interni agli edifici. In queste applicazioni, la possibilità di sfruttare l'eccesso termico è legata principalmente all'impiego di gruppi frigoriferi ad assorbimento, tecnologia affatto nuova, ma la cui adozione è quasi sempre stata rifiutata. Ciò è avvenuto per due motivazioni principali: la prima è rappresentata dall'elevato costo di acquisto e la seconda è costituita dalla disponibilità di alternative tecnologiche più convenienti, in tempi di bassi costi dell'energia elettrica, quali i compressori frigoriferi elettrici.

Negli ultimi anni, però, lo scenario energetico mondiale ha subito un deciso cambiamento, dovuto, tra l'altro, a più pressanti istanze ambientali, all'allargamento ad Oriente del mercato e all'incremento del prezzo dei combustibili. In questo nuovo quadro stanno avendo un nuovo impulso sistemi distribuiti di generazione combinata di energia termica ed elettrica.

Anche le principali Istituzioni stanno incoraggiando l'uso della cogenerazione: l'Unione Europea, nel libro bianco "una politica energetica per l'Europa", l'ha annoverata tra le tecnologie in grado di raggiungere alte efficienze energetiche, contribuendo sia al risparmio energetico che alla protezione ambientale.

Questo studio si è posto l'obiettivo di valutare la fattibilità tecnica, economica ed ambientale dell'applicazione di un impianto cogenerativo al settore terziario.

Per questo è stato prima affrontato lo studio della normativa vigente con lo scopo di individuare i punti cruciali per il riconoscimento di “cogenerazione”, quindi, sono state sviluppate tre soluzioni impiantistiche efficienti da confrontare con una soluzione di tipo tradizionale.

2. Il quadro normativo

Il quadro normativo italiano prevede il rispetto di alcuni vincoli e parametri affinché un sistema di produzione di energia ottenga il riconoscimento di cogenerativo. In particolare, i parametri che l'impianto deve soddisfare sono l'Indice di Risparmio Energetico e il Limite Termico.

L'Indice di Risparmio Energetico (IRE, equazione 1) è dato dal rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto cogenerativo, e l'energia primaria consumata per la produzione separata delle medesime quantità di elettricità e calore. L'IRE, perciò, rappresenta il risparmio energetico percentuale dovuto alla cogenerazione e deve essere maggiore del 10%.

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{t_{civ}}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t_{ind}}}{\eta_{ts,ind}}} > 0,1 \quad \text{Equazione 1}$$

Il Limite Termico (LT, equazione 2) è il rapporto tra l'energia termica utile prodotta e l'effetto utile complessivamente generato dall'impianto, ossia la somma dell'energia termica e di quella elettrica. Il valore del LT deve essere maggiore del 15%.

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} > 0,15 \quad \text{Equazione 2}$$

Il riconoscimento della cogenerazione porta a vantaggi fiscali consistenti nell'acquisto del gas metano: l'imposta al consumo passa da 0,4493 c€/m³ a 0,1348 c€/m³, con una riduzione del 70%; l'addizionale regionale viene annullata; per l'imposta sul valore aggiunto invece, non si ha alcuna variazione.

Ad esempio un impianto cogenerativo di potenzialità elettrica pari a 5.000.000 kWh, di cui autoconsumati 3.500.000 kWh, con un consumo gas metano 1.300.000 m³, vede il seguente prospetto fiscale:

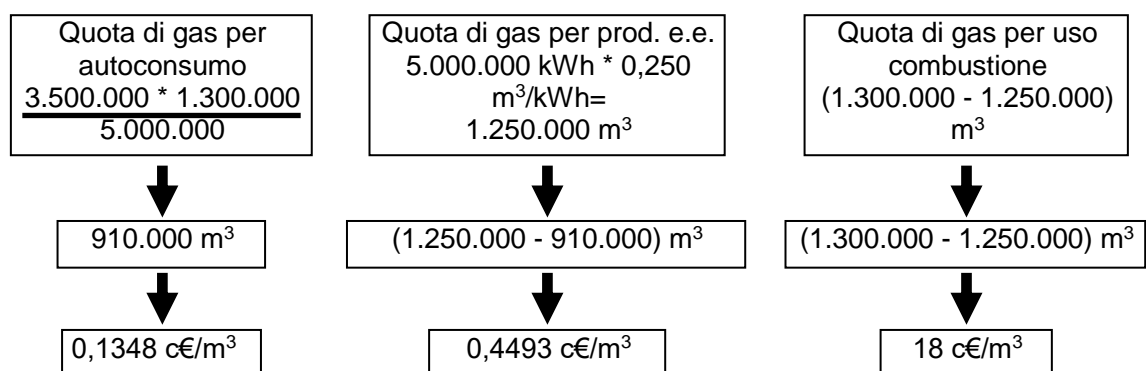


Figura 1: esempio di imposizione fiscale per un impianto di cogenerazione

3. Scelta del motore cogenerativo

L'edificio oggetto del nostro studio è un centro commerciale di circa 14.500 m². Esso è suddiviso in due parti principali: l'ipermercato e la galleria commerciale, composta da un centinaio di esercizi commerciali.

La progettazione di un impianto cogenerativo per un centro commerciale prevede innanzitutto la stima dei consumi energetici massimi, tenendo conto di opportuni coefficienti di

contemporaneità. In prima ipotesi è stata presa in considerazione la possibilità di sopperire al carico elettrico e termico di tutto l'edificio con un sistema cogenerativo. Ciò avrebbe portato ad un forte squilibrio tra le due forme di energia, con un eccesso di carico elettrico a causa della grande richiesta di energia elettrica da parte dei negozi. Perciò è stata presa la decisione di progettare un sistema di cogenerazione in grado di assicurare la fornitura energetica soltanto all'ipermercato e allo spazio in comune con la galleria commerciale, escludendo così la fornitura ai negozi, che si approvvigioneranno in maniera tradizionale.

Eseguita questa prima ipotesi, sono state fatte alcune stime sui presunti consumi energetici medi nei giorni dell'anno di massima richiesta:

- Potenza elettrica: 1570 kW;
- Potenza termica: 1275 kW;
- Potenza termica acqua calda sanitaria: 170 kW.

Quindi si è passati all'analisi dell'andamento giornaliero di tali consumi, riportato in Figura 2.

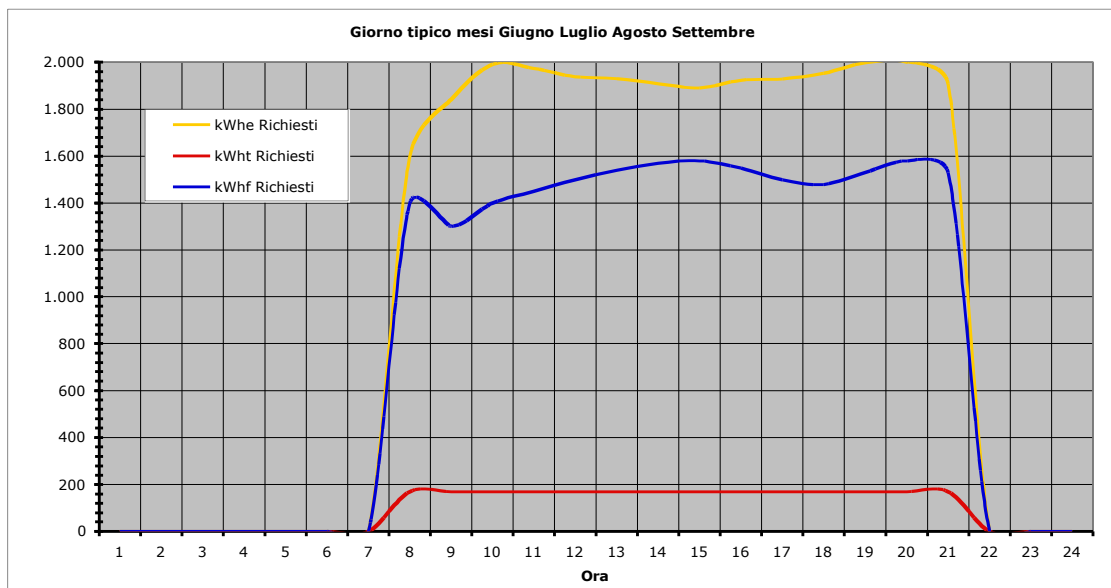


Figura 2: andamento delle richieste energetiche dell'ipermercato

Il passo successivo ha riguardato la scelta del motore cogenerativo più idoneo. Considerata la potenza massima assorbibile dall'utenza sono state prese in considerazione 3 alternative, valutandone i relativi pregi e difetti:

- Motori a Combustione Interna
- Microturbine
- Celle a Combustibile

Tabella 1: pregi e difetti dei cogeneratori con motori a combustione interna

Motori a Combustione Interna	
Pregi:	Difetti:
Modularità	Calore recuperabile limitato
Rapido avviamento (< 10 s)	Rumorosità
Efficienza elettrica elevata (fino 40%)	Frequenti manutenzione
Disponibilità (~90%)	Emissioni inquinanti
Parzializzazione della potenza elettrica generata	
Costo di impianto (100 kW _e @ 800 €/kW; 3000 kW _e @ 540 €/kW)	
Costi di manutenzione (100 kW _e @ 0,01 €/kWh; 3000 kW _e @ 0,02 €/kWh)	

Tabella 2: pregi e difetti dei cogeneratori con microturbine

Microturbine	
Pregi:	Difetti:
Modularità	Bassa efficienza elettrica
Calore prodotto (T > 250°C)	Costo di impianto elevato
Emissioni (NOx, CO < 9 ppmV @ 15% O2)	
Disponibilità (~ 97 ÷ 99%)	
Dimensioni contenute	
Costi di manutenzione (~ 0,02 €/kWh)	

Tabella 3: pregi e difetti dei cogeneratori con celle a combustibile

Celle a combustibile	
Pregi:	Difetti:
Modularità	Lento avvio
Calore prodotto (T > 350°C)	Costo di impianto elevato
Disponibilità (~ 90%)	Non ancora in commercio
Affidabilità	
Efficienza elettrica (fino 55%)	
Rumorosità (60 dBA @ 10m)	
Emissioni (< 2 ppmv CO; < 1 ppmv NOx; ~ 0 ppmv SOx)	

Pertanto, escludendo le celle a combustibile in quanto non utilizzabili, la scelta ha riguardato i motori a combustione interna e le microturbine. La specificità del settore terziario è tale che nel periodo estivo la richiesta di calore è molto limitata, a fronte di una elevata domanda di energia frigorifera. In tale periodo, per sfruttare appieno la cogenerazione, l'unica possibilità risiede nell'adozione di gruppi frigoriferi ad assorbimento, in grado di utilizzare il calore in eccesso per la produzione del freddo (e non altra energia elettrica). Di conseguenza la scelta finale ricade sulle microturbine poiché in grado di generare calore di livello entalpico idoneo ad alimentare le suddette macchine.

4. I sistemi ausiliari

Per realizzare un impianto di cogenerazione è necessario disporre di un motore primario, destinato principalmente alla produzione di energia elettrica e di una serie di sistemi ausiliari, necessari a recuperare il calore del motore e ad ottimizzare i rendimenti.

Nel caso in studio, il motore primario è costituito dal sistema di microturbine, mentre i principali macchinari ausiliari scelti sono:

- gruppi frigoriferi ad assorbimento, per la produzione di energia frigorifera da destinare alla climatizzazione e al condizionamento degli ambienti;
- accumulatori frigoriferi (*ice bank*), destinati all'accumulo dell'energia frigorifera prodotta durante le ore notturne e impiegata per il preraffreddamento dell'aria in ingresso alle microturbine, per garantirne il massimo rendimento possibile;
- deumidificatori ad assorbimento, atti all'assorbimento dell'umidità in eccesso nell'aria di alimentazione per le microturbine.

5.1 Macchine frigorifere ad assorbimento

Le macchine frigorifere ad assorbimento possono essere classificate in base a tre criteri principali: in base al ciclo di lavoro (monostadio o bistadio); in base al fluido frigorifero (acqua - bromuro di litio; ammoniacale - acqua); in base al tipo di energia termica fornita (acqua calda; vapore; fuoco diretto)

La scelta della tipologia di macchina va fatta in base al tipo di motore scelto, considerando le caratteristiche entalpiche dell'energia termica recuperata. Poiché nel nostro caso si può ottenere acqua calda con temperatura di circa 90°C, la scelta ricade obbligatoriamente su una macchina di tipo monostadio con soluzione H₂O - LiBr.

Nelle macchine frigorifere ad assorbimento la produzione del freddo è ottenuta mediante l'evaporazione di un fluido a bassa temperatura; esse, tuttavia, differiscono dalle macchine a compressione per le modalità con cui si riesce a mettere il fluido in condizioni di evaporare. La loro realizzazione si basa sul principio della diversa solubilità degli aeriformi nei liquidi alle diverse temperature. La solubilità (a pressione costante) diminuisce con l'aumentare della temperatura per cui, aumentando quest'ultima, si possono separare dalla miscela il soluto e il solvente.

La loro maggiore efficienza è conseguenza del trasferimento del fluido dalla pressione inferiore a quella superiore in fase liquida (per mezzo di una pompa), anziché in fase aeriforme (con un compressore), con un conseguente minor impiego di energia meccanica.

La funzione del compressore è svolta, in questo caso, dall'insieme costituito dall'assorbitore, dalla pompa e dal generatore.

Il vapore frigorifero che proviene dall'evaporatore, è, infine, riassorbito da un adatto solvente (nel nostro caso LiBr).

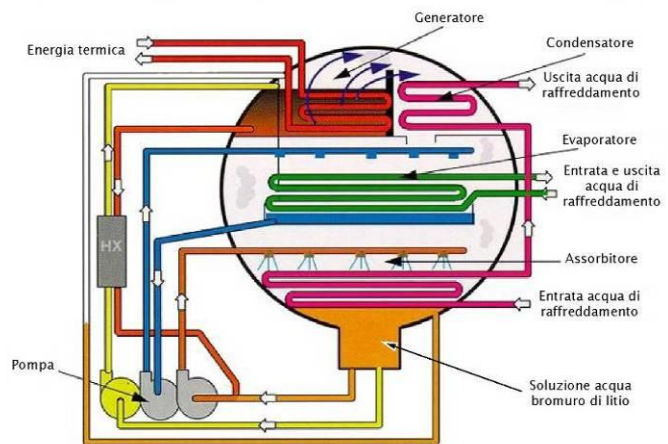


Figura 3 principali componenti di gruppo ad assorbimento a singolo stadio con soluzione acqua-bromuro di litio

5.2 Accumulatori frigoriferi

L'utilizzo impiantistico più frequente degli accumulatori frigoriferi (*ice bank*) si riscontra per rispondere alla necessità di differire i picchi di assorbimento dell'energia elettrica in orari vantaggiosi dal punto di vista tariffario. La variazione delle fasce orarie di tariffazione dell'energia elettrica che si è riscontrata negli ultimi anni, ha stimolato molto l'adozione di sistemi di accumulo frigorifero, che permettono di produrre e accumulare energia frigorifera in orari notturni, per poi cederla durante il giorno. In queste applicazioni si ha generalmente un

accoppiamento con compressori elettrici impiegati per ridurre l'assorbimento nelle ore centrali della giornata, ad elevata tariffazione.

Nella presente applicazione l'*ice bank* è utilizzato per la produzione notturna di energia frigorifera destinata al raffreddamento dell'aria in ingresso alle microturbine, la cui temperatura ne rende critico il funzionamento soprattutto nella stagione estiva.

Il ciclo quotidiano di funzionamento è costituito da due fasi: carica e scarica. Durante la carica il liquido, raffreddato dal compressore elettrico alla temperatura di circa -3°C, attraversa i serbatoi congelandone l'interno e uscendo alla temperatura di circa 0°C, per tornare poi al compressore. Nella fase di scarica una parte del fluido di lavoro, alla temperatura di 6°C, viene

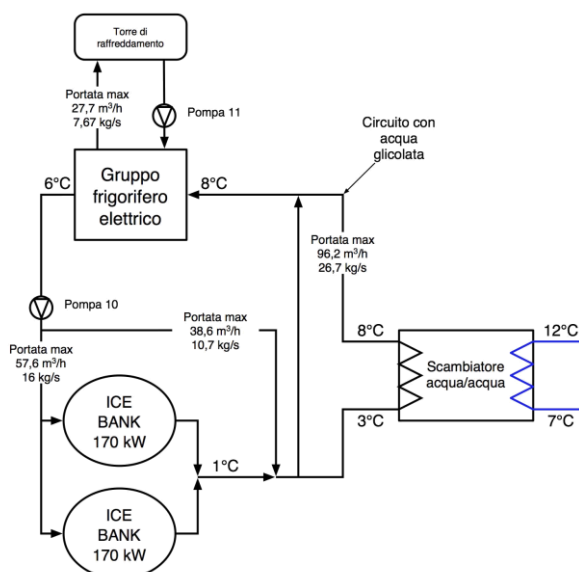


Figura 4 schema impiantistico degli accumulatori frigoriferi

pompato attraverso i serbatoi e viene raffreddato sino ad 1°C, miscelandosi con l'altra parte di fluido per ottenere la temperatura di progetto di circa 3°C. Quindi tutta la portata cede l'energia frigorifera attraverso lo scambiatore di calore per tornare al compressore alla temperatura di circa 8°C.

5.3 Deumidificatore ad assorbimento

Le condizioni ISO dell'aria di combustione delle microturbine sono 15°C con una umidità relativa del 60%. Il raffreddamento è operato grazie al sistema precedentemente descritto, mentre la deumidificazione è realizzata da un deumidificatore ad assorbimento. Tale macchina è costituita da un rotore, di materiale adsorbente, in grado di trattenere il vapore acqueo contenuto all'interno di un flusso di aria. L'aria di processo attraversa 3/4 della superficie totale, mentre nella restante parte un flusso di aria calda (nel presente caso parte dei gas di scarico delle microturbine a circa 120°C) asporta l'umidità intrappolata all'interno del rotore. L'aria di processo, d'altra parte, oltre a deumidificarsi, inevitabilmente, si riscalda di alcuni gradi a causa del riscaldamento del rotore provocato dal flusso di rigenerazione e viene in piccola parte a contatto con il flusso caldo, cambiando la propria composizione chimico - fisica.

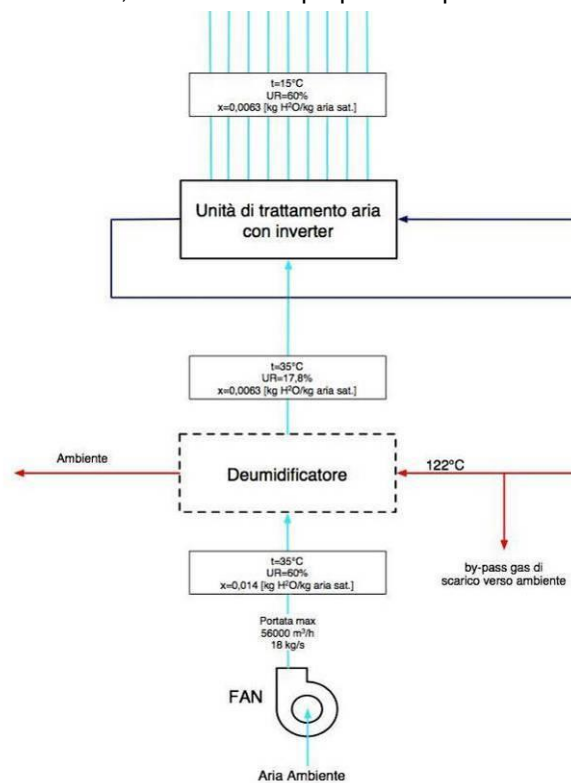


Figura 5: schema di raffreddamento e deumidificazione aria

5. Descrizione dell'impianto

La struttura completa dell'impianto progettato è riassunta nello schema seguente:

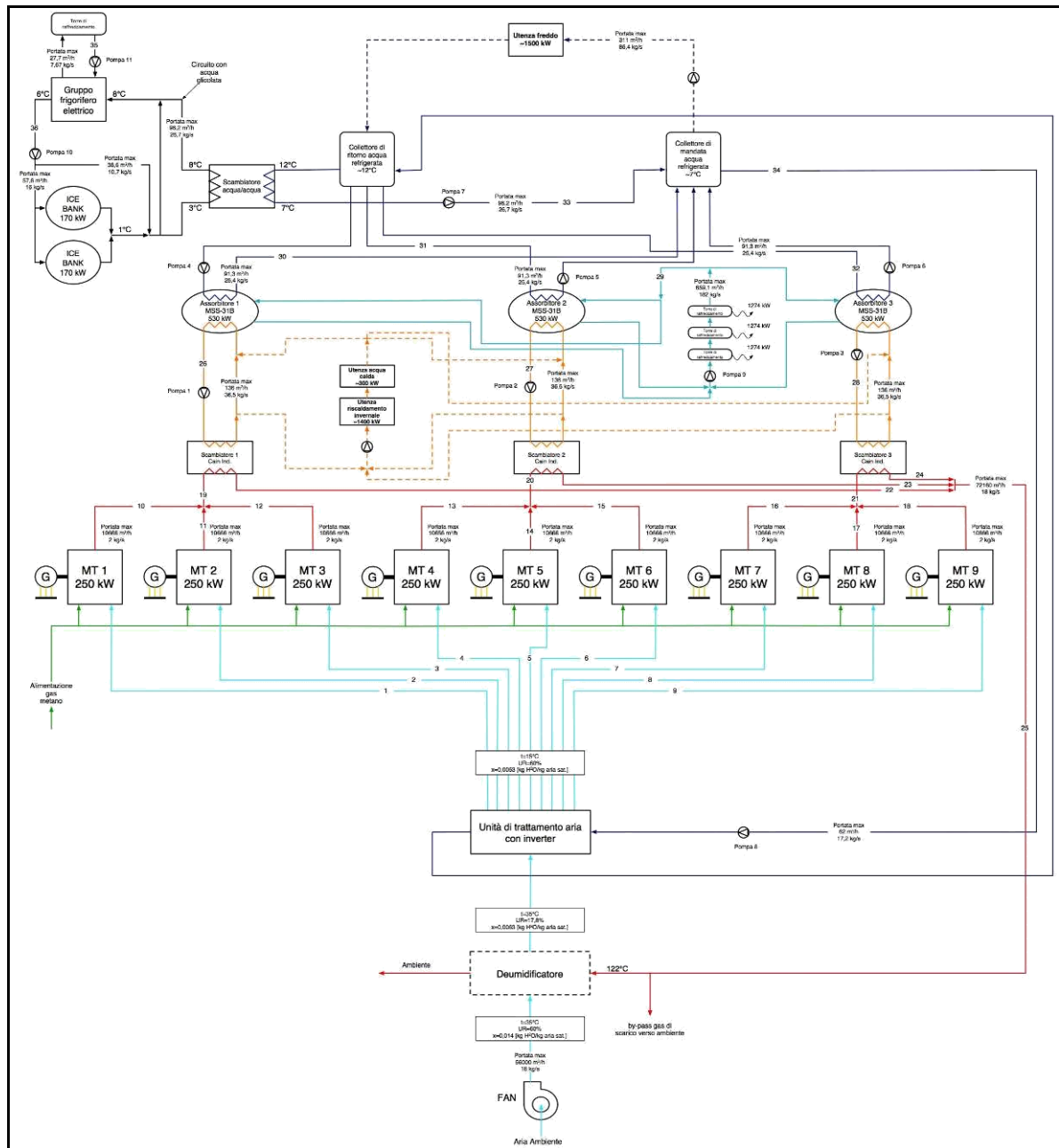


Figura 6: schema generale di impianto

L'aria aspirata dall'esterno (cfr. Figura 5) passa prima attraverso un deumidificatore, quindi in una unità di trattamento aria, in modo tale da portarla alle condizioni ideali per il funzionamento delle microturbine, (15°C @ 60% u.r.).

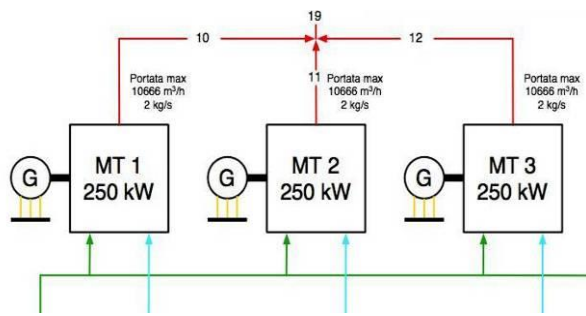


Figura 7: schema di alimentazione microturbine assorbimento, da 530 kW ciascuno. Ad ogni scambiatore corrisponde un assorbitore.

Il circuito di condensazione dei gruppi frigoriferi è unico e costituito da 3 torri di raffreddamento poste in parallelo, così da porsi al riparo da eventuali guasti su una di esse (cfr. Figura 9). Inoltre le temperature di lavoro sono diverse per ognuna di esse. L'acqua refrigerata, generata alla temperatura di 7°C, è raccolta in un collettore di mandata da cui si dipartono due circuiti: il primo porta all'utenza del centro commerciale, il secondo all'unità di trattamento dell'aria precedentemente descritta.

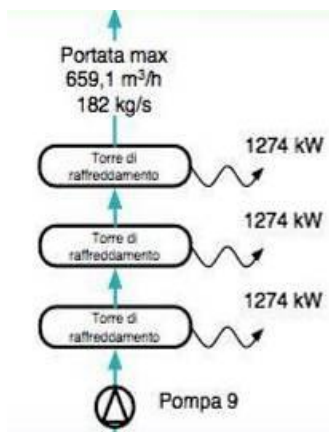


Figura 9: schema di raffreddamento e deumidificazione aria

In tali condizioni l'aria viene distribuita a 9 microturbine da 250 kW, i cui gas di scarico sono raccolti, a gruppi di tre, per essere convogliati in opportuni scambiatori gas-acqua.

L'acqua calda prodotta è utilizzata come sorgente termica di alimentazione per i 3 gruppi frigoriferi ad assorbimento. Al collettore di mandata giunge la condotta proveniente dal circuito dell'ice bank.

L'acqua refrigerata, alla temperatura di 12°C, è raccolta nel collettore di ritorno da cui si diramano le condotte per i gruppi suddetti. Nel periodo invernale, o comunque quando ci sia necessità di riscaldamento, l'acqua calda viene spillata, o deviata in toto, dai circuiti degli assorbitori per essere convogliata alle utenze preposte.

Infine, tutti i gas di scarico, alla temperatura di circa 120°C, sono raccolti in una unica condotta per alimentare il deumidificatore ad assorbimento.

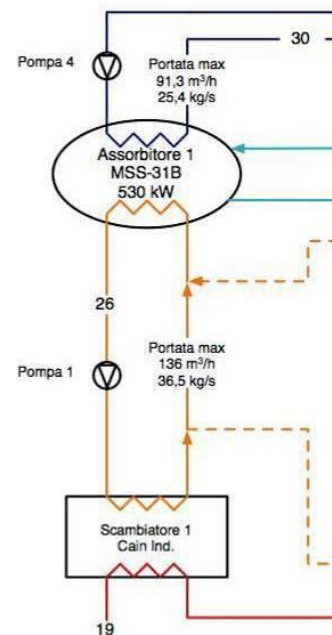


Figura 8: schema di raffreddamento e deumidificazione aria

6. Varianti di impianto

Al fine di verificare se la soluzione impiantistica scelta sia la migliore, ne sono state elaborate tre possibili configurazioni, di cui le prime due sono varianti di tipo gestionale, mentre la terza è una vera e propria variante impiantistica.

Variante 1 Part-time: lo schema di impianto non varia, mentre la durata del funzionamento è limitata al solo orario di apertura al pubblico dell'edificio.

Variante 2 Full-time: analogo al precedente con unica differenza dovuta al funzionamento dell'impianto 24 ore su 24.

Variante 3 Part-time ridotto; lo schema di impianto non prevede i circuiti *ice bank* e raffreddamento dell'aria delle microturbine. L'operatività è assicurata solo in orario di apertura al pubblico dell'edificio. Il surplus di energia elettrica è riversato nella rete nazionale, mentre l'eccesso di energia termica è espulsa nell'ambiente esterno.

Queste tre configurazioni sono state confrontate con un impianto di tipo tradizionale non cogenerativo (Figura 10), in cui l'energia elettrica è acquistata dalla rete nazionale, l'energia frigorifera è prodotta tramite l'impiego di compressori elettrici e l'energia termica è ottenuta grazie a caldaie a condensazione alimentate a gas metano.

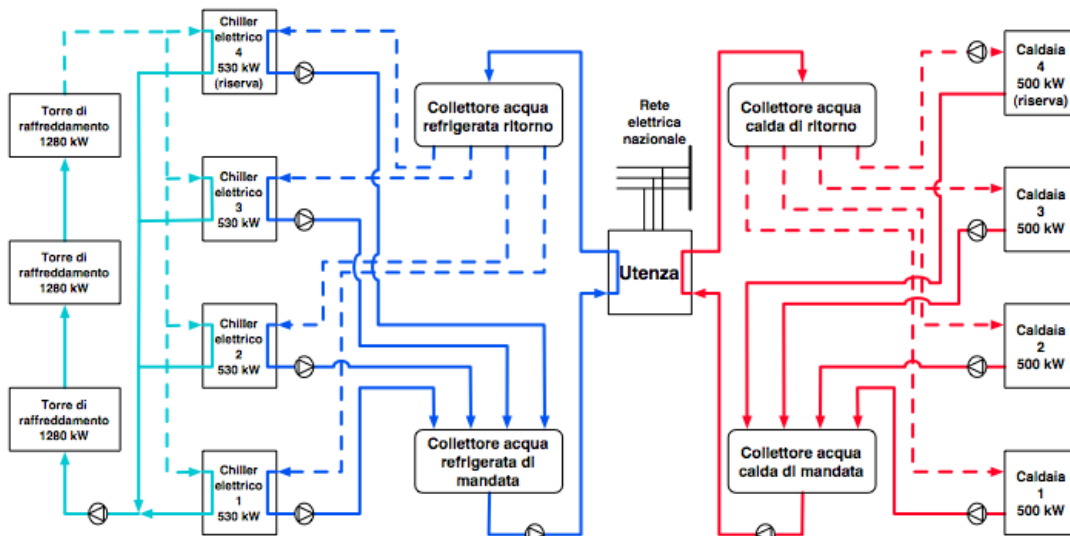


Figura 10: schema di impianto tradizionale

7. Analisi energetica

Con questa analisi si sono ricavate le stime della produzione energetica nelle tre varianti impiantistiche e nell'ipotesi di soluzione tradizionale. Le potenzialità sostanzialmente si equivalgono nei quattro impianti, con differenze un po' più sensibili riguardo alla produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda il consumo del

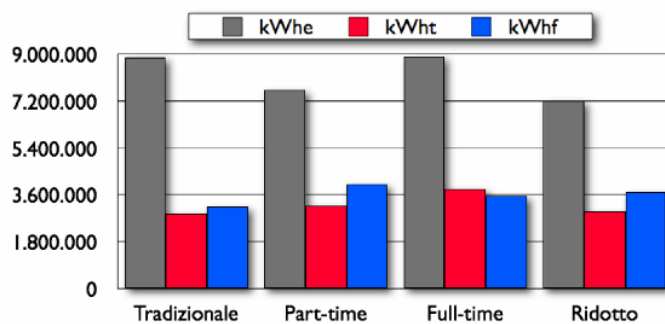


Figura 11: stima della produzione energetica

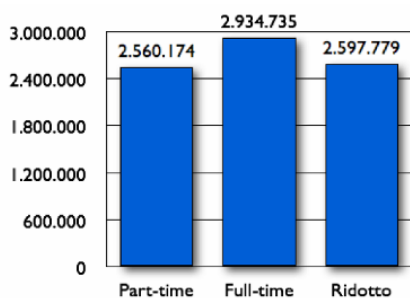


Figura 12: stima dei consumi di metano

gas metano i tre impianti cogenerativi hanno valori non molto dissimili, tuttavia nel calcolo dei parametri cogenerativi da rispettare, la variante Part-time risulta decisamente migliore. L'IRE della terza variante (Part-time ridotto), invece, non risulta soddisfatto, per cui l'impianto non potrà essere definito "cogenerativo" e non potrà usufruire delle agevolazioni fiscali previste.

Tabella 4: Parametri energetici delle tre configurazioni

	IRE>0,100	LT>0,150
Variante 1 Part-time	0,133	0,524
Variante 2 Full-time	0,106	0,486
Variante 3 Ridotto	0,056	0,514

8. Valutazione economica

Il costo di acquisto dell'impianto cogenerativo è decisamente più alto, rispetto a quello tradizionale, in tutte le sue varianti. Tuttavia i costi operativi, come facilmente prevedibile, sono a netto vantaggio della cogenerazione. I costi di manutenzione sono minori per l'impianto tradizionale data la sua maggiore diffusione e standardizzazione.

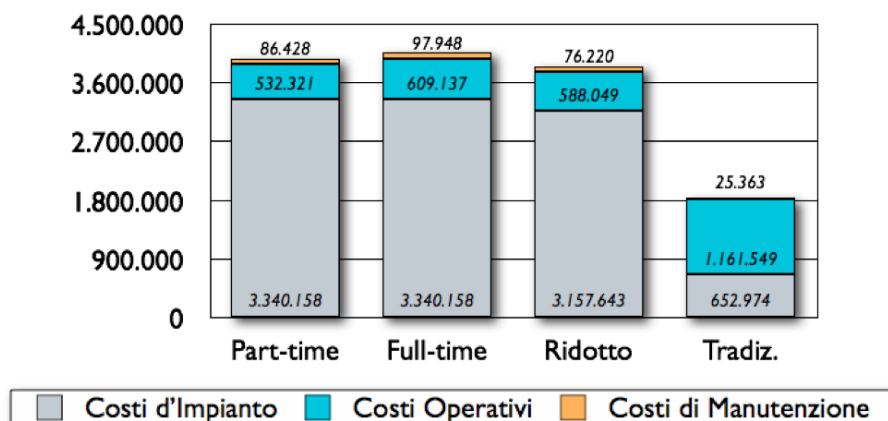


Figura 13: stima dei costi di impianto

Valutando la durata di investimento nell'arco di 20 anni con un tasso (MARR, *Minimum Attractive Rate of Return*) pari al 5%, le varianti 1 e 2 hanno un miglior PV (Present Value) e un PBP (*Payback Period*) di 8 anni (mentre per la terza variante è di 9 anni). Le prime due soluzioni presentano anche migliori valori del tasso di rendimento interno (IRR - *Internal Rate of Return*) e del tasso di reinvestimento globale (ORR - *Overall Rate of Return*).

Tabella 5: Parametri economici delle tre configurazioni

	Variante 1 Part-time	Variante 2 Full-time	Variante 3 Ridotto
PV [€]	2.178.411,39	2.137.652,29	1.628.939,31
AE (Annual Equivalent) [€/anno]	174.801,37	171.530,75	130.710,30
PBP [anni]	8	8	9
Profitability Index IP	1,79	1,81	1,64
IRR	14%	14%	12%
ORR	8,16%	8,09%	7,64%

Si noti come tutte e tre le configurazioni analizzate riescano a conseguire la convenienza economica rispetto all'impianto tradizionale. Gli impianti 1 e 2 risultano sostanzialmente identici dal punto di vista economico, recuperando il capitale iniziale dopo 8 anni e presentando l'indice ORR maggiore del MARR. Anche l'impianto 3 risulta conveniente, sebbene sia fortemente penalizzato dalla mancanza dei benefici fiscali, non rispettando i vincoli per il riconoscimento della cogenerazione.

9. Analisi di sensitività e di scenario

Per stimare la variabilità dei risultati in funzione del valore del MARR, si è eseguita un'analisi di sensitività del PV e dell'ORR. In tal modo si è potuto definire l'intervallo di variabilità entro cui si ha convenienza economica in presenza di incertezza sul MARR.

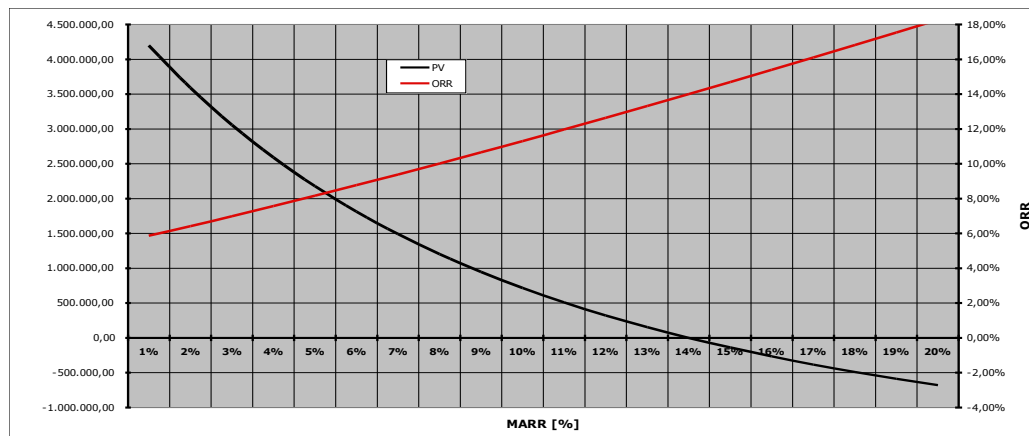


Figura 14: PV e ORR in funzione del MARR – Variante 1 Full Time

Come si vede in Figura 14, per la prima variante si ha un valore positivo del PV per valori del MARR inferiori al 15%. Andamenti analoghi sono stati riscontrati per le altre sue configurazioni. Ciò significa che un eventuale errore di valutazione del MARR, ipotizzato al 5%, non porterebbe ad uno stravolgimento delle conclusioni di preferenza derivanti dalla valutazione economica.

La successiva analisi di scenario ha permesso di eseguire la valutazione dei principali indici economici (PBP, IR, IRR, PV, AE), in presenza di uno scenario pessimistico, standard ed ottimistico, in base all'efficienza media delle microturbine ($20\% < \eta < 30\%$) e al prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica dalla rete nazionale (0,08~0,40 €/kWh).

I tre scenari presi in considerazione sono riassunti in Tabella 6.

Tabella 6: Parametri caratterizzanti i tre scenari

	Pessimistico	Standard	Ottimistico
MARR	7%	5%	3%
Costi di manutenzione	0,50%	0,10%	0,05%
Costi di gestione	0,50%	0,10%	0,05%
Disponibilità aggiuntive	0,05%	0,10%	0,50%
Ricavi di vendita energia elettrica	0,05%	0,10%	0,50%

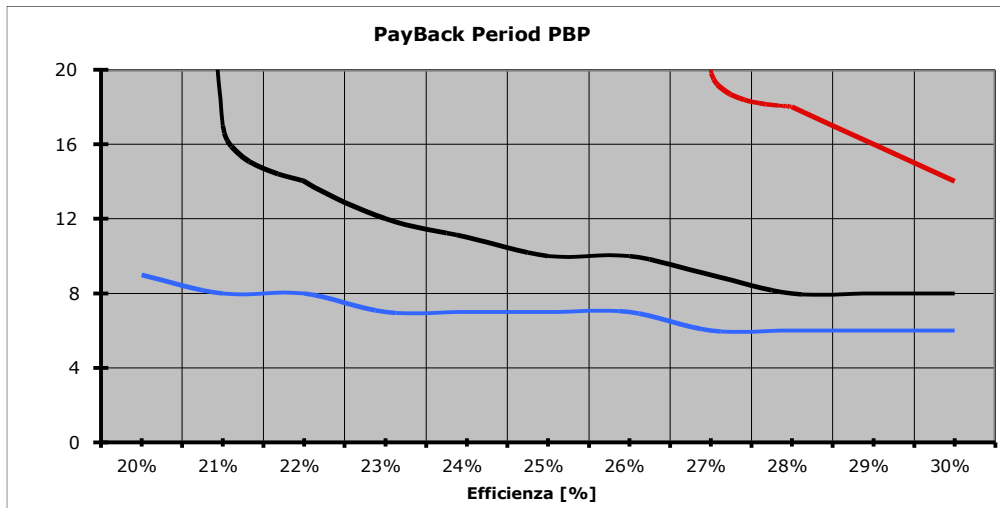


Figura 15: Analisi di scenario del PBP in funzione dell'efficienza delle MT – Variante 1 Full Time

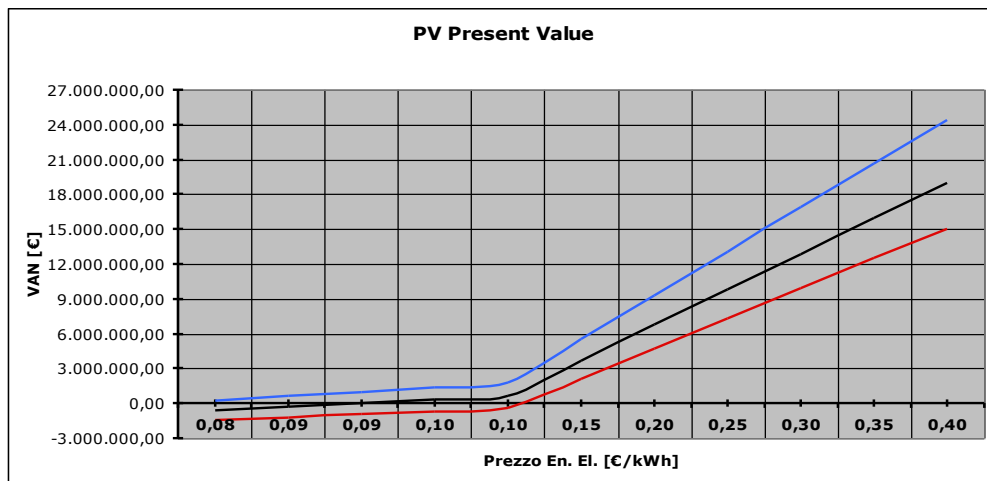


Figura 16: Analisi di scenario del PV in funzione del prezzo dell'energia elettrica – Variante 1 Full Time

Come si vede in Figura 16, un eventuale incremento del costo dell'energia elettrica porterebbe ad una maggiore convenienza dell'investimento nell'impianto cogenerativo.

10. Impatto ambientale

L'ultima analisi condotta ha riguardato la stima delle emissioni di anidride carbonica, di monossido di carbonio e di ossidi di azoto. I risultati numerici sono riportati in Figura 17.

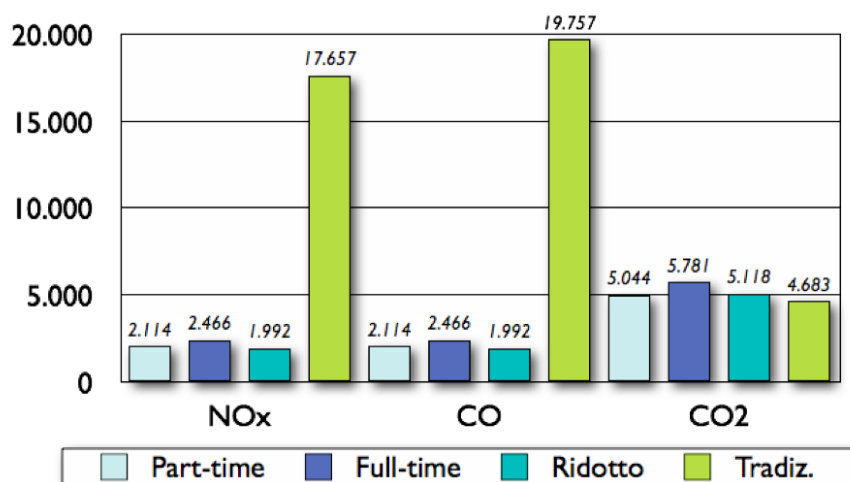


Figura 17: Emissioni inquinanti delle soluzioni cogenerative e della soluzione tradizionale

Nel confronto sulla produzione di CO₂, le microturbine risultano emettere una quantità maggiore di gas serra rispetto alla soluzione tradizionale. Tuttavia, occorre segnalare che la quantità di CO₂ ottenuta per le microturbine è stata maggiorata con un coefficiente di sicurezza del 20%. Il valore teorico non maggiorato risulta inferiore a quello della soluzione tradizionale, basata sui valori di emissione dichiarati dai costruttori.

La formazione di NO_x nelle reazioni di combustione avviene a causa dell'interazione tra l'azoto e l'ossigeno dell'aria. Tale formazione è favorita da elevate temperature di fiamma e da rapporti di equivalenza (massa combustibile / massa di aria) inferiori all'unità. Le moderne caldaie ad elevata efficienza energetica presentano emissioni di ossidi di azoto con valori inferiori a 0,03 kg/MWh. Molto superiore risulta, invece, la produzione relativa alle centrali ENEL, stimabile in media in 2,5 kg/MWh. Per le microturbine il produttore dichiara, al 100% del carico, emissioni inferiori a 0,23 kg/MWh. Considerando che l'efficienza media ipotizzata non è in corrispondenza del carico massimo, si utilizza un coefficiente di sicurezza pari a 1,2. In conclusione, si nota come l'utilizzo delle microturbine abbatta notevolmente l'emissione nell'aria degli NO_x.

Il monossido di carbonio si origina a causa di un'incompleta reazione del combustibile con l'ossigeno. I valori di emissione di CO delle caldaie è pari a circa 0,027 kg/MWh. Per le centrali ENEL tale valore è stimabile attorno ai 2,8 kg/MWh (molte centrali elettriche sono alimentate a carbone con conseguente elevata produzione di CO), mentre per le microturbine è di circa 0,23 kg/MWh, anch'esso valutato a pieno carico. Anche in questo caso si è impiegato un coefficiente di sicurezza pari a 1,2. Anche per questo inquinante, l'abbattimento delle emissioni è notevole.

11. Conclusioni

Lo studio eseguito ha dimostrato la fattibilità tecnica, economica ed ambientale di un impianto cogenerativo posto all'asservimento di un centro commerciale. Dal punto di vista tecnico le soluzioni proposte sono tutte all'avanguardia e le tecnologie impiegate sono in costante evoluzione. Ciò potrà influire positivamente sull'efficienza e la diffusione delle medesime.

La microturbina come motore cogenerativo si è dimostrata idonea all'applicazione in questione per il ridotto impatto ambientale, perché è una tecnologia in forte sviluppo e per la discreta disponibilità commerciale.

Le prime due configurazioni di impianto (*full-time* e *part-time*) si sono dimostrato convenienti sotto il profilo tecnico, economico ed ambientale. La terza variante non ha rispettato i vincoli legislativi per il riconoscimento di cogenerazione, ma è risultata comunque conveniente dal punto dai punti di vista tecnico ed economico.

Concludendo, si può affermare che la tecnologia della cogenerazione è attualmente in grado di essere applicata anche a settori del terziario di piccola e media potenza, ovvero in un ambito in cui non ha ancora trovato adeguata diffusione. Il risultato estremamente positivo è dovuto in

gran parte all'ottima integrazione energetica di microturbina, scambiatore ed assorbitore, dei quali è apprezzabile anche la continua riduzione dei costi di primo impianto e di gestione. Anche dal punto di vista ambientale, la produzione di elementi inquinanti è risultata a favore degli impianti cogenerativi, mentre per l'immissione di CO₂ si è rilevata una sostanziale equivalenza.

12. Bibliografia

1. Aspen Systems Corporation, *Combined Heat & Power: A Federal Manager's Resource Guide*, U.S. Department of Energy, 2000.
2. Campanari, S., Boncompagni, L., Macchi, E., *Microturbine and Trigeneration: Optimization Strategies and Multiple Engine Configuration Effects*, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 126, 2004, pag. 92-101.
3. Campanari, S., Lozza G., Bedogni, S., *Microturbine a gas e pompe di calore*, Power Technology, n. 3, 2002, pag. 30-39.
4. Cavallini, A., Mattarolo, L., *Termodinamica Applicata*, Cap. 8, Cleup Editore, 1990.
5. Elliot, N. R., Spurr, M., *Combined Heat and Power: Capturing Wasted Energy*, American Council for an Energy-Efficient Economy, 1999.
6. Energy Nexus Corp, *Technology Characterization: Microturbines*, Environmental Protection Agency Climate Protection Partnership Division, 2002.
7. Ferrari, G., *Motori a Combustione Interna*, Cap. 12, Edizioni Il Capitello, 2001.
8. Ferrero, D., Masoero, M., Silvi, C., *Galleria commerciale di un ipermercato*, La Termotecnica, n.09, 2002, pag.63-68.
9. Greenhouse Gas Technology Center Southern Research Institute, *Environmental Technology Verification Report: IR PowerWorks 70 kW Microturbine System*, U.S. Environmental Protection Agency, 2003.
10. Greenhouse Gas Technology Center Southern Research Institute, *Environmental Technology Verification Report: Combined Heat and Power at a Commercial Supermarket – Capstone 60 kW Microturbine CHP System*, U.S. Environmental Protection Agency, 2003.
11. Herdin, G.R., Plohberger, D., Gruber, F., *Decentralized Power and Heat Production "The Chance to Achieve the Goals of Kyoto"*, Jenbacher AG, 2002.
12. Lunghi, P., Bove, R., *Celle a combustibile per la produzione di energia elettrica: stato dell'arte e possibili applicazioni*, Dipartimento di Ingegneria Industriale UNIPG, 2003.
13. New Building Institute, *Absorpton Chiller Guideline*, Southern California Gas Company, 1998.
14. Petrov, A. Y., Zaltash, A., Rizy, D. T., Labinov, S. D., *Study of flue gas emissions of gas microturbine-based CHP system*, Oak Ridge National Laboratory, 2003.
15. Oak Ridge National Laboratory, *Advanced Microturbine System: Market Assessment*, Energy and Environmental Analysis, Inc., 2003.
16. Staunton, R. H., Ozpineci, B., *Microturbine Power Conversion Technology Review*, U.S. Department of Energy, 2003.
17. Tomei, G., Vismara, A., *La centrale di cogenerazione di Rovereto*, CDA, n.08, 2003, pag.54-59. Vari, *The Future of CHP in the European Market – The European Cogeneration Study*, 2001.
18. Vari, *The European Educational Tool on Cogeneration*, EDUCOGEN project, 2001.