

POLI ENERGETICI COGENERATIVI PER CITTÀ DI MEDIE DIMENSIONI

Franco Cotana¹ - Antonio Strambaci² - Michele Goretti¹

¹Dipartimento di Ingegneria Industriale - Università degli Studi di Perugia

²Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

SOMMARIO

Il presente studio ha per oggetto l'analisi comparata di diverse ipotesi progettuali relative a sistemi di cogenerazione per una città di medie dimensioni.

Gli scenari esaminati prevedono la fornitura di calore ad una rete urbana di teleriscaldamento e ad industrie locali, attraverso la realizzazione di poli energetici cogenerativi caratterizzati da una concentrazione della potenza in un'unica centrale di taglia elevata o, in alternativa, da una forma di generazione distribuita ottenibile mediante più centrali di media/piccola taglia, con l'eventuale contributo di un termovalorizzatore di rifiuti solidi urbani e biomassa.

Il confronto è basato sulla valutazione di alcuni indicatori ambientali, tecnici ed economici e fornisce prime indicazioni utili in sede di pianificazione energetica.

1. INTRODUZIONE

La liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica, introdotta dal "Decreto Bersani" (Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79), ha mutato lo scenario energetico italiano e ha indotto società private e/o municipalizzate a valutare la possibilità di realizzare impianti di cogenerazione e teleriscaldamento.

Con il presente studio si intendono confrontare differenti ipotesi progettuali inerenti alla generazione di elettricità e alla fornitura di calore per un ambito territoriale urbano. L'obiettivo è quello di determinare modelli di pianificazione energetica compatibili per città di medie dimensioni, individuando una combinazione ideale di tecnologie di produzione contemporanea di energia elettrica e di energia termica/frigorifera. La metodologia di giudizio adottata consiste nel valutare l'impatto ambientale, le caratteristiche tecnologiche e l'efficacia degli investimenti di differenti scelte di politica energetica.

Nella prima parte dello studio sono descritte le alternative di progetto. Il primo scenario prevede la realizzazione di un'unica centrale cogenerativa a ciclo combinato di taglia elevata (complessivi 400 MWe installati), alimentata a gas naturale. L'energia elettrica generata dall'impianto, oltre a soddisfare le utenze locali, sarà venduta sul mercato elettrico nazionale; il calore prodotto sarà impiegato per alimentare la rete cittadina di teleriscaldamento e gli usi degli stabilimenti industriali più vicini, con possibile estensione a grandi utenze estive. Gli altri scenari ipotizzati, invece, prevedono la realizzazione di quattro o cinque centrali cogenerative di media/piccola taglia (47 MWe ciascuna, non soggette a procedura di VIA nazionale) distribuite sul territorio ed eventualmente abbinate ad un impianto di termovalorizzazione alimentato con rifiuti solidi urbani (RSU) e biomassa. Si effettua quindi un confronto tra le differenti alternative progettuali, sulla base di aspetti ambientali

(contenimento delle emissioni delle centrali, trattamento dei fumi di combustione dei rifiuti) e tecnico-economici (caratteristiche tecnologiche, analisi di costi e ricavi).

Lo studio condotto è applicabile a città italiane con una popolazione media di circa 150.000 abitanti, variabile tra le 120.000 e le 180.000 unità, e con un clima temperato di tipo continentale, caratterizzato da una temperatura media annua di $10 \div 15$ °C, con minime di circa -5 °C e massime di circa 35 °C. In Italia presentano questi requisiti le città di Bergamo, Brescia, Monza, Ferrara, Modena, Reggio Emilia, Parma, Prato e Perugia: i nuovi poli energetici cogenerativi si inserirebbero quindi in ambiti territoriali nei quali sono presenti numerose piccole e medie imprese insieme ad alcune grandi industrie (settori alimentare e meccanico), localizzate prevalentemente nell'immediata periferia urbana. Tra le città citate è interessante rilevare che Brescia possiede un moderno termoutilizzatore, punto di riferimento per la produzione di energia da rifiuti, e dispone di una rete urbana di teleriscaldamento tecnologicamente avanzata già in esercizio, che risulta la più estesa in Italia (Zanelli *et al.*, 2000). Importanti sistemi di teleriscaldamento sono presenti anche a Reggio Emilia (terza rete di distribuzione italiana per estensione), a Ferrara e a Monza (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano AIRU, Annuario statistico 2001).

Infine si evidenzia che nella presente analisi si è fatto riferimento esclusivamente a tecnologie ormai mature e consolidate (cogenerazione e termovalorizzazione), rinunciando a ipotesi promettenti ma ancora in fase di sperimentazione, come microturbine e celle a combustibile, le quali attualmente trovano condizioni di applicazione meno favorevoli in termini di costi e di affidabilità e sembrano essere ideali per unità di generazione distribuita di piccola taglia, localizzate presso gli utenti finali.

2. LAYOUT DEL SISTEMA

Alcuni comuni italiani hanno già elaborato programmi di pianificazione energetica che prevedono piani di teleriscaldamento con cogenerazione e biomassa.

Per un centro urbano di circa 150.000 abitanti si può ipotizzare una rete di teleriscaldamento costituita da un anello principale di distribuzione in doppio tubo (mandata e ritorno), che racchiuda gran parte della città ed abbia una estensione di circa $15 \div 20$ km. Il fluido termovettore utilizzato nelle condotte è acqua pressurizzata a 130 °C (pressione di saturazione di 270 kPa). La rete di teleriscaldamento può essere alimentata da un'unica centrale di cogenerazione a ciclo combinato di grande taglia, mediante un collegamento a racchetta, vale a dire con l'impianto situato a circa $2 \div 5$ km dall'anello. Altri scenari di riferimento prevedono che la rete risulti alimentata in più punti da poli cogenerativi decentrati di media/piccola taglia, possibilmente sfruttando anche il contributo di un termovalorizzatore.

2.1 Primo scenario: unica centrale di grande taglia

Il primo scenario analizzato prevede la realizzazione di un unico impianto di taglia elevata, costituito da una centrale termoelettrica a ciclo combinato tipica, di potenza nominale pari a 400 MWe, alimentata a gas naturale. L'isola produttiva della centrale comprende una turbina a gas con un alternatore, una caldaia a recupero, una turbina a vapore e il relativo alternatore. L'impianto dispone di torri di raffreddamento ad umido di tipo ibrido, al fine di limitare il pennacchio tipico del raffreddamento ad umido convenzionale.

La centrale produce energia elettrica (che soddisfa le utenze locali e viene venduta sul mercato elettrico nazionale) ed energia termica (che alimenta la rete di teleriscaldamento della città e le utenze industriali più prossime).

Si ipotizza un funzionamento di circa 7.500 h/anno con uno stop per manutenzione nella stagione estiva: durante i fuori servizio della centrale, per assicurare la fornitura del calore

2.3 Terzo scenario: centrali cogenerative di taglia medio-piccola e termovalorizzatore

Il terzo scenario prevede la presenza di quattro centrali cogenerative a ciclo combinato di media/piccola taglia, con condensatore ad aria, e di un termovalorizzatore alimentato con rifiuti solidi urbani ed eventuale biomassa da scarti agricoli e colture energetiche.

Anche in questo caso le centrali hanno una potenza nominale di 47 MWe ciascuna (stessa configurazione e stesse caratteristiche tecniche dello scenario precedente, non soggette a procedura di VIA nazionale), mentre quella dell'impianto di termovalorizzazione è di 5 MWe in assetto cogenerativo, con una potenza termica per teleriscaldamento fino a circa 40 MWt. Il termovalorizzatore, che sostituisce la quinta centrale della precedente ipotesi di progetto, viene alimentato da circa 500 t/giorno di RSU, fino ad un massimo di 150.000 t/anno, e la superficie occupata da tale impianto è di circa 10.000 m².

Tra le diverse tipologie di sistemi di incenerimento, il forno a griglia mobile è l'applicazione più diffusa nella termodistruzione di RSU, per la quale costituisce di fatto uno standard (efficienza ed affidabilità elevate, possibilità di smaltimento di rifiuti non selezionati). Altre soluzioni, quali il forno rotante e il forno a letto fluido, benché tecnologicamente vantaggiose, risultano penalizzate da più alti costi di investimento e di esercizio.

Mentre l'output elettrico del sistema alimenterà il fabbisogno della città, quello termico sarà destinato alla rete urbana di teleriscaldamento ed ad usi industriali (principalmente nel settore alimentare). Si ipotizza che il termovalorizzatore operi per circa 6.500 h/anno (stop durante l'estate) e che la manutenzione delle centrali venga eseguita nelle condizioni estiva ed intermedia, arrestando un solo impianto alla volta per almeno 50 giorni.

3. APPROCCIO TERMODINAMICO

L'approccio termodinamico prevede il calcolo dei valori delle efficienze energetiche delle diverse configurazioni di impianto, con le apparecchiature operanti a differenti regimi. Generalmente gli utilizzatori presentano un rapporto molto variabile tra energia elettrica ed energia termica richieste: la particolare configurazione degli impianti a ciclo combinato, tuttavia, permette di variare il rapporto elettrico/termico in un ampio intervallo, senza rilevanti perdite di efficienza, e dunque, per ognuno degli scenari esaminati, sono stati considerati assetti di produzione di elettricità e di calore diversificati nei vari periodi dell'anno, distinguendo tra condizioni invernali di punta (temperatura $T < 0$ °C), condizioni invernali (0 °C $\leq T < 10$ °C), condizioni intermedie (10 °C $\leq T < 20$ °C) e condizioni estive ($T \geq 20$ °C).

Sulla base di tali assunti sono state valutate le ore di funzionamento degli impianti nei diversi assetti, ricavandole dalla Fig. 2, che riproduce l'andamento annuale della temperatura media giornaliera misurata nella città di Perugia durante l'anno 2002. Questi tempi sono stati riportati nella Tab. 1, la quale riassume le ipotesi di calcolo formulate, indicando per ciascuna alternativa di progetto input termico, potenza elettrica netta, calore per teleriscaldamento e usi industriali, rendimento complessivo e rendimento elettrico nelle differenti configurazioni produttive, unitamente ai corrispondenti carichi previsti per le utenze.

4. UTENZE

Gli impianti esaminati possono alimentare utenze sia elettriche che termiche e gli utilizzatori serviti possono essere ben diversificati, allo scopo di massimizzare la flessibilità dei sistemi.

Le utenze elettriche sono rappresentate dai consumi locali (civili ed industriali) di tutto il territorio urbano, mentre l'eventuale sovrapproduzione può essere totalmente assorbita in un raggio di circa 40 km oppure ceduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) e rivenduta sul territorio italiano.

**Andamento annuale della temperatura media giornaliera
Località PERUGIA - Anno 2002**

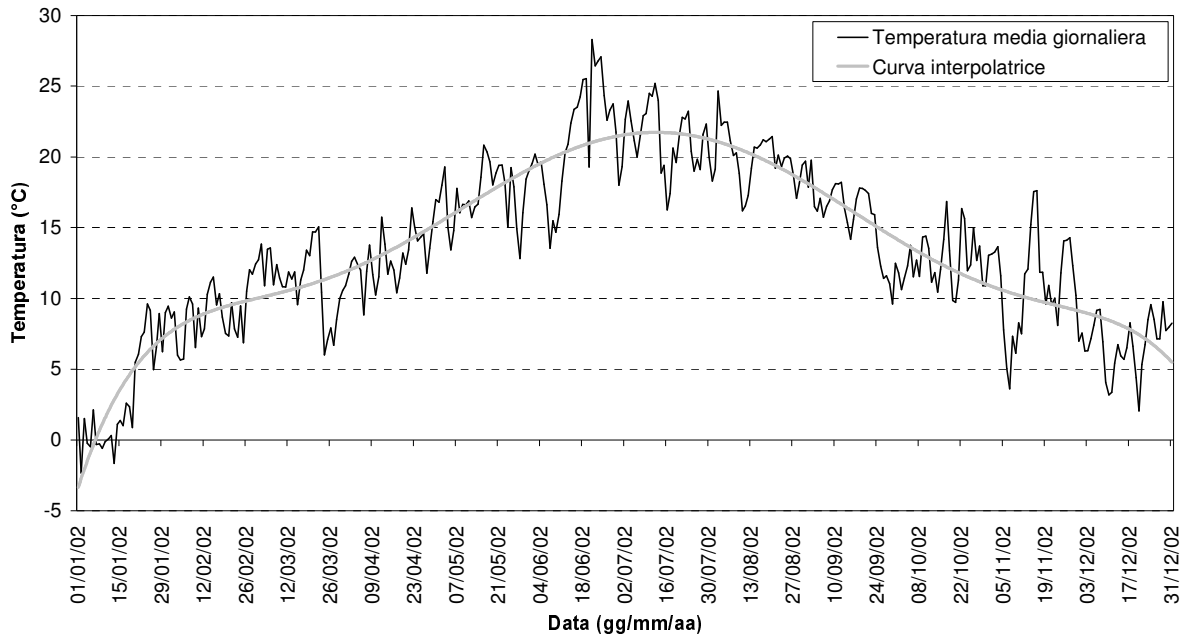


Fig. 2 - Andamento annuale della temperatura media giornaliera registrata a Perugia nel 2002.

Tab. 1 – Condizioni operative previste nei differenti scenari di progetto

		Primo scenario 1 centrale da 400 MWe (raffr. a umido ibrido) + caldaie ausiliarie	Secondo scenario 5 centrali da 47 MWe (raffr. ad aria)	Terzo scenario 4 centrali da 47 MWe (raffr. ad aria) + termovalorizzatore	Carichi utenze
<i>Condizioni invernali di punta</i>	Input termico	736,4 MW	460,0 MW	428,0 MW	
	Potenza elettrica netta	347,9 MW	200,0 MW	165,0 MW	170 MW
	Calore telerisc./ industrie	233,0 MW	125,0 MW	140,0 MW	160 MW
	Rendimento complessivo	78,9%	70,7%	71,3%	
	Rendimento elettrico	47,2%	43,5%	38,6%	
240 h/anno					
<i>Condizioni invernali</i>	Input termico	705,2 MW	460,0 MW	428,0 MW	
	Potenza elettrica netta	360,7 MW	215,0 MW	177,0 MW	160 MW
	Calore telerisc./ industrie	93,0 MW	90,0 MW	112,0 MW	140 MW
	Rendimento complessivo	64,3%	66,3%	67,5%	
	Rendimento elettrico	51,1%	46,7%	41,4%	
3.240 h/anno					
<i>Condizioni intermedie</i>	Input termico	658,7 MW	360,0 MW	330,0 MW	
	Potenza elettrica netta	359,0 MW	164,0 MW	128,0 MW	150 MW
	Calore telerisc./ industrie	76,0 MW	80,0 MW	90,0 MW	80 MW**
	Rendimento complessivo	66,0%	67,8%	63,1%	
	Rendimento elettrico	54,5%	45,6%	38,8%	
2.808 h/anno					
<i>Condizioni estive</i>	Input termico	650,0 MW*	360,0 MW	270,0 MW	
	Potenza elettrica netta	351,0 MW*	164,0 MW	123,0 MW	150 MW
	Calore telerisc./ industrie	76,0 MW (caldaie aus.)*	80,0 MW	60,0 MW	80 MW**
	Rendimento complessivo	65,7%	67,8%	67,8%	
	Rendimento elettrico	54,0%	45,6%	45,6%	
2.472 h/anno					

*Arresto per 1.260 h/anno **Con allacciamento di utenze industriali termiche estive e di macchine frigorifere ad assorbimento

Le utenze termiche, invece, sono quelle degli edifici residenziali e pubblici serviti dal sistema di condotte di teleriscaldamento, quelle di alcuni stabilimenti industriali ubicati in prossimità del sistema ed eventualmente di impianti sportivi, di ospedali, di centri direzionali, di istituti scolastici ed universitari. Durante la stagione estiva il calore prodotto può essere ceduto a

macchine frigorifere ad assorbimento installate negli impianti di condizionamento dell'aria di edifici pubblici, di uffici e di centri commerciali; macchine ad assorbimento in grado di generare il freddo al di sotto di 0 °C possono infine essere destinate alla refrigerazione di magazzini frigoriferi ed operare per tutto l'anno (Felli *et al.*, 1992).

In Fig. 3 sono confrontati gli andamenti annuali della potenza elettrica (a) e della potenza termica (b) prodotte dagli impianti nelle diverse soluzioni progettuali, con riferimento alle condizioni operative, ai tempi di funzionamento e ai parametri energetici indicati in Tab. 1.

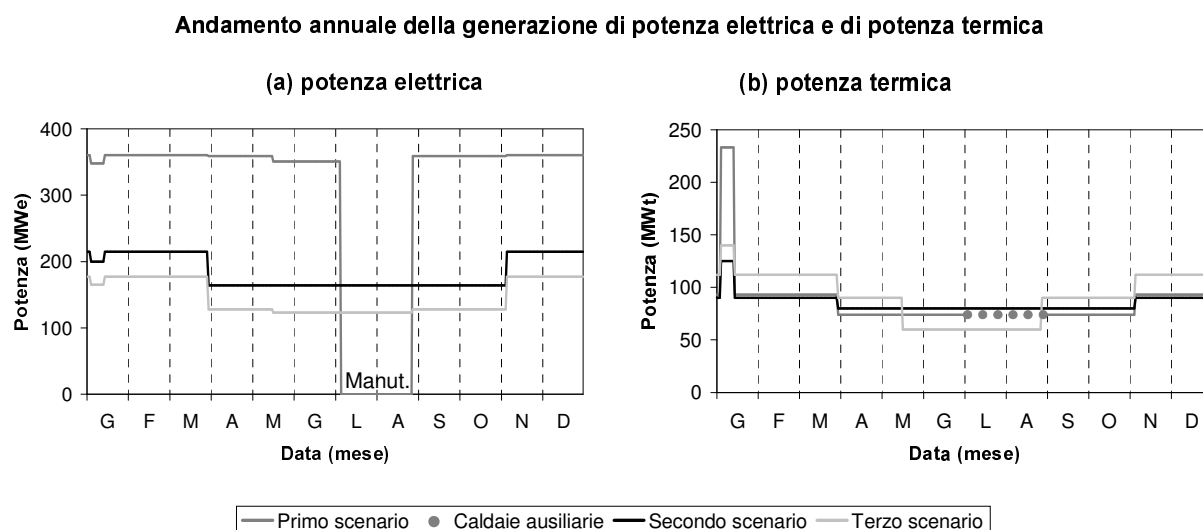


Fig. 3 – Andamento annuale della potenza elettrica (a) e della potenza termica (b) prodotte nei diversi scenari di progetto.

5. IMPATTO AMBIENTALE

5.1 Emissioni in atmosfera delle centrali cogenerative

Grazie alla differenziazione degli assetti produttivi si raggiungono equilibri energetici con un impatto ambientale notevolmente più basso di quello degli impianti convenzionali. A parità di potenza prodotta, inoltre, la tecnologia a ciclo combinato permette di ottenere una riduzione delle concentrazioni di NO_x e di CO in aria rispetto alle centrali termoelettriche tradizionali.

La formazione di NO_x da parte di impianti di cogenerazione viene minimizzata utilizzando combustori del tipo DLN (Dry Low Nox) di moderna concezione. Con la combustione di solo gas naturale sono invece praticamente assenti le emissioni di SO₂ e polveri. Per le emissioni di CO₂/kWh prodotto, infine, gli elevati rendimenti e l'impiego del gas naturale assicurano valori in linea con la strategia europea e nazionale di controllo e contenimento dei gas climalteranti ad effetto serra (Protocollo della Conferenza di Kyoto, 1997).

5.2 Fumi di combustione dei rifiuti

In Europa la Direttiva 91/156/CEE (recepita dal Decreto Legislativo 22/97) stabilisce il ruolo essenziale della termoutilizzazione come forma di recupero di energia dai rifiuti, a valle di interventi di riduzione alla fonte e di riciclo dei materiali e preliminarmente alla discarica controllata, la quale assume il ruolo di smaltimento finale del residuo non più valorizzabile.

Tale scelta è da mettere in relazione anche con i notevoli progressi realizzati nelle tecnologie di combustione e di trattamento dei fumi degli inceneritori, che adeguandosi a limiti sempre più restrittivi hanno ridotto notevolmente il consumo energetico e le quantità di inquinanti

nelle emissioni in atmosfera: l'evoluzione tecnologica ha reso la termovalorizzazione un processo di produzione dell'energia che, con riferimento ad alcuni inquinanti specifici (come NO_x e SO_2), può risultare più pulito rispetto alla generazione con combustibili tradizionali.

5.3 Valutazione di Impatto Ambientale

Ai sensi dell'art. 1, lettera p, del DPCM 10 agosto 1988, n. 377, sono sottoposti alla procedura di VIA (acronimo di Valutazione di Impatto Ambientale) prevista dall'art. 6 della Legge 8 luglio 1986, n. 349, i progetti delle opere rientranti nella categoria "impianti termoelettrici con potenza elettrica complessiva superiore a 50 MW con esclusione di quelli con potenza termica fino a 300 MW di cui agli accordi di programma previsti dall'art. 22, comma 11 del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22".

Negli scenari in esame, pertanto, sono escluse da procedimento di VIA nazionale le centrali da 47 MWe, mentre non lo sono quella da 400 MWe né in generale il termoutilizzatore.

6. VALUTAZIONI TECNICO-ECONOMICHE

Le condizioni al contorno che si intendono realizzare consistono nel mantenere le emissioni di inquinanti in città inferiori ai limiti di legge e nell'ottenere per le centrali il raggiungimento dei livelli minimi imposti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ai fini del riconoscimento della cogenerazione e dell'assegnazione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE). In sintesi le condizioni richieste (Delibera AEEG 42/02 del 19 marzo 2002) sono:

— indice di risparmio energetico IRE > 10% per i nuovi impianti, con:

$$\text{IRE} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot P} + \frac{E_{t,civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t,ind}}{\eta_{ts,ind}}} \quad 1)$$

— limite termico LT > 15%, con:

$$\text{LT} = \frac{E_t}{E_e + E_t} \quad 2)$$

Inoltre, per riconoscere la produzione di un impianto come assimilabile a quella da fonti energetiche alternative, deve essere (Provvedimento CIP 6/92 del 29 aprile 1992):

— indice energetico IEN \geq 51%, con:

$$\text{IEN} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{E_t}{0,9 \cdot E_c} - a \quad 3)$$

essendo:

$$a = \left(\frac{1}{0,51} - 1 \right) \cdot \left(0,51 - \frac{E_e}{E_c} \right) \quad 4)$$

Per le definizioni delle diverse grandezze si rimanda all'elenco dei simboli.

Dai risultati di Tab. 2, calcolati secondo quanto specificato nelle disposizioni citate, si deduce che le alternative progettuali in oggetto soddisfano le condizioni prescritte.

Tab. 2 – Valori degli indici di cogenerazione

	IRE	LT	IEN
Primo scenario	0,102 (> 0,10)	0,198 (> 0,15)	0,687 (> 0,51)
Secondo scenario	0,221 (> 0,10)	0,316 (> 0,15)	0,648 (> 0,51)
Terzo scenario	0,226 (> 0,10)	0,385 (> 0,15)	0,609 (> 0,51)

6.1 Analisi dei costi

Nella valutazione dei costi si assumono indicazioni desunte da prezziari e stime correnti di mercato. I prezzi medi di riferimento delle diverse tipologie di impianti e della rete di teleriscaldamento qui considerati derivano da preventivi budgetari, ma sono molto vicini ai costi reali di opere realizzate. In particolare, le rate annue di ammortamento sono state calcolate ad un tasso di interesse del 6% per un tempo di 20 anni.

- Oneri finanziari e operativi. Si può ipotizzare che tali oneri, legati alla realizzazione degli impianti, ammontino mediamente a 10,3 milioni di €/anno per ciascuno scenario.
- Costi di impianto.
 - Centrali. L'insieme degli impianti di cogenerazione, comprensivi delle opere edili, ha un prezzo variabile in funzione della potenza unitaria e della soluzione progettuale. Sul mercato le centrali in oggetto hanno un costo di realizzazione di circa:
 - 516.500 €/MWe per impianti di grande taglia;
 - 929.600 €/MWe per impianti di taglia media (50 MWe).
 - Termovalorizzatore. Il costo di realizzazione dell'impianto di termovalorizzazione di rifiuti solidi urbani viene stimato pari a circa 103,3 milioni di € sulla base della spesa sostenuta per opere di analoghe caratteristiche.
 - Caldaie ausiliarie. Per tali sistemi di integrazione, adottati solo nel primo scenario, si può ipotizzare una spesa di 4,1 milioni di €, pari a circa il 2% del costo della centrale.
 - Teleriscaldamento e utenze industriali. La rete di distribuzione del calore ha un prezzo variabile in funzione del tipo di fluido termovettore, delle distanze da colmare e delle concentrazioni di utenza, ma ha la stessa configurazione per le tre ipotesi di progetto. Per la realizzazione di tale opera si può considerare un costo medio di mercato di 4,13 €/m³ servito, stimando una volumetria di circa 12.500.000 m³ allacciati (principali utenze di metano e di gasolio esistenti nell'area di una città di circa 150.000 abitanti).
- Costi di gestione.
 - Combustibile. Si ipotizza che il costo unitario nel periodo del gas naturale usato per alimentare le centrali sia di 0,20 €/m³, pari a circa 5,30 €/GJ (prezzo medio praticato dalle società di distribuzione); il termovalorizzatore sarà invece alimentato da RSU.
 - Manutenzione e gestione operativa. I costi di manutenzione e di gestione operativa delle centrali, comprensivi delle spese per il personale, dipendono dalla complessità degli impianti e secondo indicazioni di mercato possono essere assunti pari a circa:
 - 0,52 €cent/kWhe + 0,52 €cent/kWht, per impianti di grande taglia;
 - 0,62 €cent/kWhe + 0,62 €cent/kWht, per impianti di media/piccola taglia;
 - 0,77 €cent/kWhe + 0,77 €cent/kWht, per impianti di termovalorizzazione.
 - Fornitura di calore durante arresti straordinari. Sono i costi legati al funzionamento dei sistemi integrativi che nel primo scenario garantiscono la fornitura di calore alle diverse utenze in caso di fuori servizio degli impianti. Tali costi si traducono in portate addizionali di combustibile che relativamente alle caldaie ausiliarie adottate ammontano a circa 25.000 m³/h per un periodo di 1.260 h/anno (52 ÷ 53 giorni).
 - Vettoriamento dell'energia elettrica e dell'energia termica. Si tratta dei costi di trasmissione dell'energia elettrica ceduta al Gestore della Rete di Trasmissione

Nazionale (GRTN) alla tensione di 380 kV e restituita a 20 kV in più punti della città (carichi utenze previsti: circa $150 \div 170$ MWe, come riportato in Tab. 1, pari a complessivi 1.351.200 MWhe/anno): tali costi sono stimati in circa 1,03 €cent/kWhe sulla base di indicazioni del GRTN. Questa voce di bilancio compete prevalentemente alla prima alternativa progettuale, mentre nel secondo e nel terzo scenario la cessione può essere fatta direttamente alla rete cittadina in Media Tensione a 20 kV. In tal caso si può prevedere la costruzione di un anello in cavo a 150 kV (costo di mercato: circa 25,8 milioni di € o 2,25 milioni di €/anno) per alimentare le cabine 150 kV/20 kV.

A queste spese si aggiungono i costi per il pompaggio del fluido termovettore nella rete di teleriscaldamento, che nel primo scenario risultano circa doppi (quantificabili mediamente in 1,55 milioni di €/anno considerando le dimensioni della rete) rispetto a quelli sostenuti nel secondo e nel terzo (circa 0,77 milioni di €/anno).

6.2 Analisi dei ricavi

Nella valutazione dei ricavi occorre premettere che qualora l'indice energetico IEN definito dalla (3) sia non inferiore al 51%, come risulta dalla Tab. 2 per ognuna delle alternative di progetto, il GRTN può certificare la centrale cogenerativa come IAFR (Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile), con conseguente rilascio dei Certificati Verdi (CV) per la quota di energia prodotta ritenuta rinnovabile. In riferimento alle soluzioni considerate, tale quota corrisponde all'energia termica disponibile per teleriscaldamento ed industrie e alla frazione rinnovabile (68,6% o maggiore se si utilizza biomassa da colture energetiche e potature) dell'energia elettrica generata dal termovalorizzatore. Si assumono infine i seguenti valori:

— Vendita di energia elettrica. Il prezzo di cessione dell'energia elettrica a terzi oscilla tra circa 6,16 €cent/kWh (fonte AEEG) a mercato vincolato e circa 5,93 €cent/kWh a mercato libero: nel presente lavoro è stato considerato il secondo di tali importi. Per quanto riguarda i Certificati Verdi, tenendo conto del valore indicato dal GRTN e del rendimento elettrico degli impianti, si ha un prezzo medio di circa 3,87 €cent/kWh, e quindi l'importo unitario della quota rinnovabile di energia elettrica fornita dal termovalorizzatore ammonta a 9,80 €cent/kWh.

— Vendita di calore. La tariffa media netta attualmente praticata per la cessione del calore è:

uso civile	6,56 €cent/kWh;
uso industriale	3,77 €cent/kWh.

In base ai valori riportati in Tab. 2, bisogna aggiungere l'importo di 3,87 €cent/kWh relativo alla quota derivante da Certificati Verdi, e pertanto il prezzo unitario di vendita dell'energia termica per teleriscaldamento risulta:

uso civile	10,43 €cent/kWh;
uso industriale	7,64 €cent/kWh.

Il fabbisogno di calore delle principali aziende che sorgono intorno ad una città di circa 150.000 abitanti è stato stimato mediamente pari a 286 GWh/anno, di cui circa 136 GWh per utenze invernali e circa 150 GWh per utenze estive.

— Smaltimento dei rifiuti. Tra le voci dei ricavi relativi al terzo scenario deve essere considerato anche lo smaltimento dei rifiuti, per il quale si può ipotizzare un prezzo di mercato di 144,61 €/abitante·anno (città di medie dimensioni, popolazione di circa 150.000 abitanti). È verosimile che la metà di tale importo vada al servizio di raccolta e la metà venga pagata all'impianto per lo smaltimento. Nella prima e nella seconda alternativa di progetto, invece, la spesa che ne deriva rappresenterebbe un costo comunque sostenuto dai cittadini, che non andrebbe neanche in minima parte a loro beneficio.

La Tab. 3 riproduce il bilancio tra costi e ricavi nelle diverse soluzioni progettuali esaminate.

Tab. 3 – Valutazione comparativa delle alternative progettuali sulla base di costi e ricavi

* i = 6%, t = 20 anni		Primo scenario	Secondo scenario	Terzo scenario	
		1 centrale da 400 MWe	5 centrali da 47 MWe = 235 MWe	4 centrali da 47 MWe = 188 MWe	
				Termovalorizzat. 5 MWe/40 MWt	
		Caldae ausiliarie			
		Teleriscaldamento/utenze industrie	Teleriscaldamento/utenze industrie	Teleriscaldamento/utenze industrie	
Costi	Oneri finanziari e operativi	10,3 milioni di €/anno	10,3 milioni di €/anno	10,3 milioni di €/anno	
	Costi di impianto	Centrale	206,6 milioni di €	Centrali	218,5 milioni di €
					Centrali
					174,8 milioni di €
					Termovalorizzatore
					103,3 milioni di €
		Caldae ausiliarie	4,1 milioni di €		
		Teleriscaldamento/utenze industrie	51,6 milioni di €	Teleriscaldamento/utenze industrie	51,6 milioni di €
				51,6 milioni di €	
		Costi di impianto totali	Costi di impianto totali	Costi di impianto totali	
		262,3 milioni di €	270,1 milioni di €	329,7 milioni di €	
		Costi di impianto totali annui *	Costi di impianto totali annui *	Costi di impianto totali annui *	
		22,9 milioni di €/anno	23,5 milioni di €/anno	28,7 milioni di €/anno	
	Costi di gestione	Combustibile	97,3 milioni di €/anno	Combustibile	66,8 milioni di €/anno
				51,6 milioni di €/anno	
Manutenzione		17,4 milioni di €/anno	Manutenzione	14,6 milioni di €/anno	
				13,2 milioni di €/anno	
Fornitura calore arresti straordinari		6,3 milioni di €/anno			
Vettoriamento energia da 380 kV a 20 kV + oneri di pompaggio		15,5 milioni di €/anno	Cessione energia a 20 kV + anello a 150 kV + oneri di pompaggio	3,0 milioni di €/anno	
			3,0 milioni di €/anno		
	Costi di gestione totali annui	Costi di gestione totali annui	Costi di gestione totali annui		
	136,5 milioni di €/anno	84,4 milioni di €/anno	67,8 milioni di €/anno		
	Costi totali annui	Costi totali annui	Costi totali annui		
	169,7 milioni di €/anno	118,2 milioni di €/anno	106,8 milioni di €/anno		
Ricavi	Vendita energia elettrica	159,3 milioni di €/anno	Vendita energia elettrica	95,5 milioni di €/anno	
				76,9 milioni di €/anno	
	Vendita calore (compresi CV)	67,4 milioni di €/anno	Vendita calore (compresi CV)	69,6 milioni di €/anno	
				75,2 milioni di €/anno	
	Smaltimento dei rifiuti	In questo scenario rappresenta un costo comunque sostenuto dalla collettività	Smaltimento dei rifiuti	In questo scenario rappresenta un costo comunque sostenuto dalla collettività	
				10,8 milioni di €/anno	
	Ricavi totali annui	Ricavi totali annui	Ricavi totali annui	Ricavi totali annui	
	226,7 milioni di €/anno	165,1 milioni di €/anno	162,9 milioni di €/anno	162,9 milioni di €/anno	
Saldo		+ 57,0 milioni di €/anno	+ 46,9 milioni di €/anno	+ 56,1 milioni di €/anno	

6.3 Analisi comparativa dei diversi scenari

Gli elementi di maggiore criticità riscontrati nella prima ipotesi di progetto riguardano:

- le esigenze opposte di vicinanza dell'impianto alla città, per rendere tecnicamente ed economicamente possibile l'alimentazione della rete urbana di teleriscaldamento, e di allontanamento dalla città, per contenere gli effetti legati alla diffusione degli inquinanti e alla propagazione del rumore, concentrati presso l'unica centrale di taglia elevata;
- il raffreddamento ad umido di tipo ibrido, con un consumo d'acqua non trascurabile (circa 340 m³/h) a cui è associato anche il rischio di incremento del fenomeno delle nebbie: la scelta del raffreddamento ad aria, d'altra parte, produrrebbe una diminuzione media del rendimento valutabile in circa lo 0,7% e richiederebbe l'installazione di un condensatore che occuperebbe una superficie di circa 5.000 m²;
- la continuità della fornitura di calore, da assicurare con idonee caldaie di emergenza;
- la necessità di realizzare un elettrodotto con una linea in Alta Tensione (AT), rispettando le distanze minime dalle abitazioni (DPCM 23 aprile 1992 e DPCM 28 settembre) e il valore d'attenzione ridotto a 10 microTesla (Decreto 23 febbraio 2003);

— gli oneri di vettoriamento da 380 kV a 20 kV per l'energia elettrica ridistribuita alla città.

Per contro, gli aspetti positivi del primo scenario sono:

- il minor costo di impianto (circa la metà) della centrale di grande taglia rispetto a quello di centrali medio-piccole, a parità di potenza elettrica complessivamente installata;
- il maggior rendimento elettrico (di circa il 4%) nei confronti della media/piccola taglia;
- il ritorno dell'investimento in tempi più brevi grazie alla vendita del surplus di energia.

L'analisi ambientale e tecnico-economica di massima mostra che:

- la terza soluzione, sebbene abbia costi impiantistici superiori a quelli della prima (Tab. 3), permette una maggiore gradualità nei pagamenti (ancora più evidente nella seconda ipotesi progettuale), non affrontando l'investimento in un'unica rata, ma armonizzandolo con il progressivo allacciamento delle utenze termiche. A regime, invece, le tre alternative di progetto possono avere prestazioni economiche paragonabili, ma il terzo scenario, essendo a policombustibile (gas naturale, RSU e biomassa), risulta meno vulnerabile rispetto ad imprevedibili variazioni di prezzo dell'unico combustibile (gas naturale) utilizzato nella prima e nella seconda soluzione progettuale;
- a favore della terza ipotesi c'è anche una migliore performance ambientale dell'area urbana: il termovalorizzatore, infatti, risolve in gran parte il problema dello smaltimento dei rifiuti, evitando il trasporto in altre province e riscaldando alcuni quartieri della città;
- nelle centrali di piccola taglia può essere più agevole il controllo del rumore, potendo ricoverare tutti i macchinari al chiuso e schermare opportunamente il condensatore ad aria.

Rispetto alla prima ipotesi, il secondo e il terzo scenario presentano infine:

- una più elevata affidabilità della rete di teleriscaldamento (in caso di avaria o arresto di un impianto, il carico termico ed elettrico può essere coperto dalle altre centrali);
- una migliore distribuzione del calore, con più punti di alimentazione dell'anello, che quindi non necessita della realizzazione di stazioni intermedie di pompaggio;
- una maggiore diluizione degli inquinanti, dispersi in atmosfera su più camini;
- tempi brevi di realizzazione delle centrali e maggiore snellezza dei processi autorizzativi;
- ulteriori agevolazioni per impianti ad alto rendimento con potenza inferiore a 50 MWe (Decreto 8 maggio 2000, Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato);
- possibilità di connettersi direttamente alla rete in Media Tensione (MT) e con feeder;
- opportunità legate alla creazione di un maggior numero di posti di lavoro (circa il doppio).

7. CONCLUSIONI

Nel presente lavoro sono stati considerati tre possibili scenari progettuali di poli energetici cogenerativi per città di medie dimensioni, caratterizzate da clima temperato continentale.

In generale, oltre ai vantaggi economici che derivano dalla razionalizzazione della produzione e dei consumi energetici, la cogenerazione e il teleriscaldamento permettono un risparmio di energia primaria e benefici ambientali costituiti da minori emissioni di CO₂. Il progetto degli impianti, inoltre, deve sfruttare le possibilità offerte dalle migliori tecnologie ai fini della sicurezza, della qualità del servizio, del contenimento dei costi e della tutela dell'ambiente.

Lo scenario costituito da cinque centrali a ciclo combinato da 47 MWe (secondo scenario) non sembra la soluzione più razionale, perché non offre rilevanti vantaggi di redditività degli impianti, anche se gli impatti risultano maggiormente distribuiti sul territorio.

Lo scenario comprendente quattro centrali da 47 MWe in assetto cogenerativo e un termovalorizzatore di ultima generazione (terzo scenario) appare molto competitivo rispetto a quello di una singola centrale a ciclo combinato da 400 MWe (primo scenario) in termini sia di investimenti sia di effetti sull'ambiente. Infatti, a fronte di maggiori costi di impianto totali, pari a 329,7 contro 262,3 milioni di €, la terza alternativa progettuale offre a regime margini

di guadagno paragonabili alla prima, con 56,1 anziché 57,0 milioni di €/anno, ma in più garantisce una soluzione al problema dello smaltimento dei rifiuti con basso impatto ambientale, grazie anche alle nuove tecnologie BAT (Best Available Technology) di cui dispongono i moderni impianti di termoutilizzazione.

Elenco dei simboli

IRE	indice di risparmio energetico;
LT	limite termico;
IEN	indice energetico;
Ec	energia primaria dei combustibili utilizzati;
Ee	produzione di energia elettrica netta;
Et	energia termica utile generata;
$E_{t,civ}$ ed $E_{t,ind}$	produzione di energia termica utile, rispettivamente per usi civili e usi industriali;
η_{es}	rendimento elettrico netto medio annuo di un impianto di sola produzione di energia elettrica;
$\eta_{ts,civ}$ ed $\eta_{ts,ind}$	rendimento termico netto medio annuo per usi civili e usi industriali (sola energia termica);
p	coefficiente legato alle minori perdite elettriche dovute agli autoconsumi di autoproduzione;
a	parametro di calcolo.

Bibliografia

Zanelli F., Zaniboni A., Romano R., Zuanazzi C., Beretta G.P. (2000): “Rendimenti energetici nei vari assetti di funzionamento del termoutilizzatore RSU e RSAU dell'ASM Brescia”, Atti 55° Congresso Nazionale Associazione Termotecnica Italiana, Settembre 2000, Bari e Matera.

Associazione Italiana Riscaldamento Urbano AIRU: Annuario statistico 2001.

Felli M., Cotana F., Asdrubali F. (1992): “The P.E.M. energy system: high exergetic efficiency, low environmental impact”, Energy, Environment and Technological Innovation 2nd International Congress, 12-16 Ottobre 1992, Roma.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas AEEG: Deliberazione n. 42/02 del 19 marzo 2002.

Comitato Interministeriale dei Prezzi CIP: Provvedimento n. 6/92 del 29 aprile 1992.

SUMMARY

The energetic scene in Italy, after the liberalization of the electrical market, induced private and/or municipal societies to consider district-heating and co-generative systems. The purpose of the present study is a comparative analysis of different planning models, concerning the simultaneous production of electric and thermal power for towns of about 150,000 people in continental climate. The examined solutions provide to supply heat to a district-heating net and to local factories creating energetic co-generative poles.

In the first part of the paper the alternative plants are described. The first hypothesis consists in concentrating all power in only one large-sized co-generative power station (400 MWe), fed with natural gas. On the contrary, the options provide a kind of distributed generation that can be obtained through a number of medium/little-sized co-generative power stations (47 MWe, not subjected to the national procedure of environmental damage evaluation) and the possible contribution of a waste-to-energy facility fed with solid waste material and biomass. A comparison based on environmental, technical and economic aspects among the different schemes is finally carried out and a first useful advice for energetic planning is given.