

Analisi di Sensibilità dei Fattori che Influenzano la Resa Economica di un Impianto Cogenerativo Applicato al Residenziale Accoppiato a Macchine ad Assorbimento

GIACOMO VILLI¹, MICHELE DECARLI¹, ANTONIO POLITO²,

1 - DFT – Dipartimento di Fisica Tecnica, Università degli Studi di Padova

2 – Systema Spa, Loreggia Padova

RIASSUNTO

La cogenerazione consente, a parità di prodotti energetici forniti, di ridurre significativamente l'input energetico richiesto dalla produzione di energia elettrica e calore rispetto alla rispettiva generazione separata. Questo obiettivo è raggiunto grazie a rendimenti complessivi di processo maggiori che consentono un migliore sfruttamento del combustibile utilizzato. Aspetto problematico legato al ricorso ad un impianto dedicato alla produzione combinata di calore ed elettricità risulta la scelta della potenza, termica ed elettrica, installata. Qualora infatti non venga trovata possibilità di utilizzo del calore o dell'energia elettrica eventualmente in eccesso, l'impianto si troverà costretto ad operare in condizioni di forte parzializzazione o addirittura all'arresto, determinando un allungamento dei tempi di ritorno dell'investimento necessario all'avvio dell'impianto stesso.

Soprattutto per applicazioni collocate in zone climatiche temperate, la richiesta di riscaldamento è estesa a solo pochi mesi all'anno a fronte di una richiesta di raffrescamento in costante aumento. In quest'ottica, il calore prodotto in un impianto di produzione combinata può trovare impiego nella produzione di freddo attraverso macchine ad assorbimento. Scopo del presente lavoro è quello di individuare le condizioni per cui la cogenerazione, applicata al settore residenziale, risulti conveniente dal punto di vista economico oltre che quello energetico, tenendo anche conto del preoccupante

Per il calcolo dei carichi termici si è fatto riferimento ad un complesso di edifici situati in zona climatica E (Treviso) e B (Catania). Si è ipotizzato che ciascun edificio sia composto da 24 appartamenti di area pari a 150 m², disposti su complessivi 6 piani. Sono state considerate due modalità costruttive riguardanti l'efficienza energetica dell'involucro edilizio e cioè sono stati esaminati separatamente i casi di adempimento o meno ai requisiti imposti dal D.Lgs. 311. Si è poi ritenuto valido l'individuare due modalità di gestione dell'impianto di riscaldamento, per confrontare i consumi di combustibile e i picchi di potenza richiesta. I casi esaminati hanno riguardato l'utilizzo

attenuato piuttosto che intermittente dello stesso. Per la determinazione del carico elettrico è stata effettuata una distinzione andando a prendere in esame due tipologie di utenti per differenziare l'uso dei vari elettrodomestici. I carichi dovuti al raffrescamento sono stati conglobati in quelli termici nel caso si sia pensato di ricorrere alla soluzione trigenerativa, andando a gravare invece su quelli elettrici nel caso di ricorso ai tradizionali sistemi split.

Definito in questo modo il modello energetico, cioè fissate le caratteristiche di domanda ed offerta di energia, l'analisi è stata condotta con un software in grado di eseguirne l'ottimizzazione, cioè di determinare la combinazione migliore in termini di costi richiesti, per coprire i carichi impostati. E' stata inoltre effettuata uno studio di sensibilità rispetto ad alcuni valori di input, prezzo dell'energia elettrica, costo del gas metano distinguendo tra quello destinato a riscaldamento e quello impiegato nella cogenerazione, percentuale calore recuperato e numero di utenze servite. E' stato deciso di operare tale scelta in quanto rispetto ad alcuni dei parametri elencati è presente una relativa incertezza circa il possibile andamento futuro, rappresentando altri invece soluzioni impiantistiche tra loro diverse.

1. INTRODUZIONE

Ad oggi la promozione dei sistemi di produzione combinata di energia elettrica e calore ricopre un ruolo significativo nelle strategie energetiche nazionali. Accordi internazionali, quali l'entrata in vigore del protocollo di Kyoto, e l'incertezza riguardante la disponibilità futura di risorse energetiche hanno promosso il processo di trasformazione del mercato elettrico europeo ed italiano. Un possibile esito di tale processo sarà quello di un sistema decentralizzato, caratterizzato cioè dalla generazione distribuita di energia in centrali di piccola taglia. Questo tipo di generazione sembra essere il più promettente in termini di riduzione di emissioni inquinanti, di limitazione dei picchi di potenza e incremento delle opportunità legate all'utilizzo di fonti di energia rinnovabili. Il crescente interesse riguardante tale settore è confermato dallo sviluppo di tecnologie dedicate specificatamente alla cogenerazione. Queste includono motori a combustione interna, microturbine a gas, cicli Rankine a combustibile organico, oltre a sistemi innovativi quali celle a combustibile o sistemi termofotovoltaici.

La possibile diffusione di sistemi di produzione combinata di energia elettrica e calore è legata ad una serie di fattori quali aspetti economici (variazione dei costi dell'energia) e interventi legislativi (incentivi o sgravi fiscali). Ulteriore aspetto di cui tenere conto è la variabilità delle richieste energetiche da parte delle utenze servite. La quantificazione delle reali esigenze da soddisfare ricopre infatti un ruolo essenziale nella determinazione delle caratteristiche dell'impianto. Da tali caratteristiche ne dipenderanno i costi, e quindi, la verifica se alla convenienza energetica di un sistema di tipo cogenerativo corrisponda anche un vantaggio di natura economico.

A tale proposito, esistono dei parametri di utilizzo convenzionale nell'analisi energetica di sistemi di cogenerazione che si ritiene utile riportare per poter meglio comprendere nel seguito i risultati ottenuti con le simulazioni condotte.

Il costo dell'energia (COE) [€/kWh] viene definito come segue:

$$COE = \frac{C_{attualizzato,TOT} - c_{caldaia} \cdot E_{termico}}{E_{elettrico}} \quad (1)$$

in cui:

$c_{caldaia}$ è il costo marginale della caldaia di integrazione [€/kWh];

$C_{attualizzato,TOT}$ indica il costo totale attualizzato del sistema [€/anno];

$E_{elettrico}$ è l'energia elettrica fornita dal sistema [kWh/anno].

Il costo marginale del generatore [€/kWh] di calore è calcolata in base alla seguente formula:

$$c_{caldaia} = \frac{3.6 \cdot c_{combustibile}}{\eta_{caldaia} \cdot PCI_{combustibile}} \quad (2)$$

in cui $c_{combustibile}$ indica il costo del combustibile [€/kg]

Il costo attualizzato netto di un sistema [€] risulta dalla seguente formula:

$$C_{attualizzato,NETTO} = \frac{C_{attualizzato,TOT}}{F(i, R_{progetto})} \quad (3)$$

in cui F indica il fattore di attualizzazione, funzione del tasso di interesse e della vita prevista del progetto. Il costo attualizzato totale ($C_{attualizzato,TOT}$) è dato dalla somma dei costi attualizzati di ciascun componente del sistema, dati dai costi annuali di esercizio, cui va sommata la quota relativa al capitale investito riferita alla vita prevista del progetto. Quest'ultimo termine è dato dalla seguente espressione:

$$C_{capitale\ attualizzato} = C_{capitale} \cdot F(i, R_{progetto}) \quad (4)$$

in cui $C_{capitale}$ indica il capitale iniziale investito per ciascun componente del sistema.

Nel corso del presente lavoro è stata ipotizzata una durata del progetto di 20 anni, con un tasso di interesse fissato al 6%.

2. IL CASO DI STUDIO

2.1. Il modello dell'edificio oggetto di indagine

La prima fase dell'analisi condotta ha riguardato il calcolo del fabbisogno energetico dell'utenza base dell'impianto cogenerativo ipotizzato. Tale utenza è stata identificata in un condominio composto da 24 unità immobiliari disposte su complessivi 6 piani per 3600 m² calpestabili ed un volume totale di 10400 m³. L'area assegnata alle superfici trasparenti risulta di 600 m². Sono state ipotizzate due modalità di realizzazione dell'involucro edilizio, in ottemperanza o meno ai requisiti imposti dal D.Lgs. 311 cui ci si riferirà nel seguito con Casi 1 e 2 rispettivamente. La trasmittanza risultante delle strutture edilizie considerate nei due casi considerati sono riportate in Tabella 1.

Tabella I - Caratteristiche delle strutture utilizzate nelle simulazioni

Struttura	CASO 1	CASO 2
Pareti esterne	0.26	1.6
Tetto	0.28	0.9
Pavimento	0.28	0.9

4 *Analisi Di Sensibilità dei Fattori che Influenzano la Resa Economica di un Impianto Cogenerativo Applicato al Residenziale Accoppiato a Macchine ad Assorbimento*

Superfici vetrate	1.7	5.8
-------------------	-----	-----

Sono state ipotizzate due modalità di gestione dell'impianto di riscaldamento:

- Modalità intermittente: funzionamento compreso tra le 6 e le 22 di ogni giorno, con temperatura di set-point dell'aria fissata a 21°C;
- Modalità attenuata: funzionamento continuo con temperatura dell'aria minima consentita compresa tra 21°C tra le 6 e le 22 di ogni giorno; tale temperatura viene fissata a 19°C per il restante arco della giornata.

Le simulazioni sono state condotte mediante il software TRNSYS (Klein *et al.*, 2002), utilizzando i dati meteo disponibili per le località di Treviso e Catania così come riportati in (Mazzarella, 1997). I risultati ottenuti sono riportati nelle Figure 1 e 2:

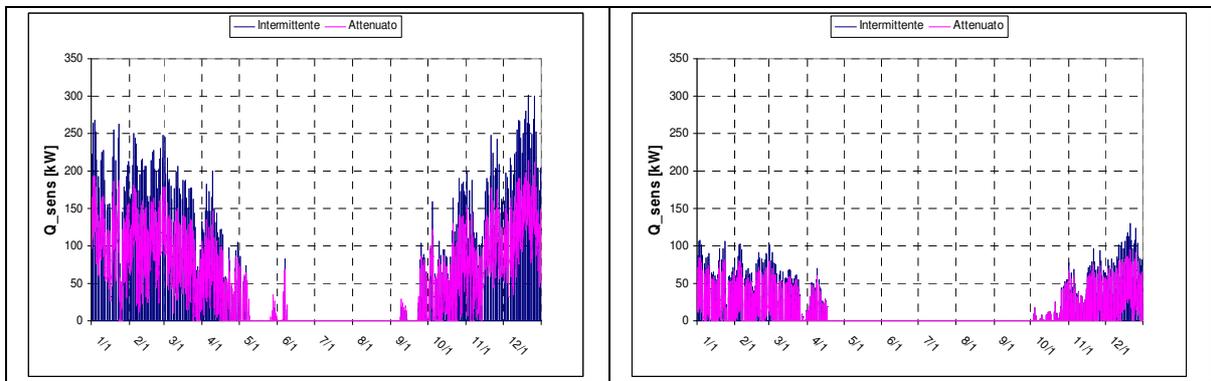


Figura 1 – Ripartizione annuale dei consumi energetici per Treviso date le due modalità ipotizzate di realizzazione dell'involucro edilizio e di gestione dell'impianto di riscaldamento.

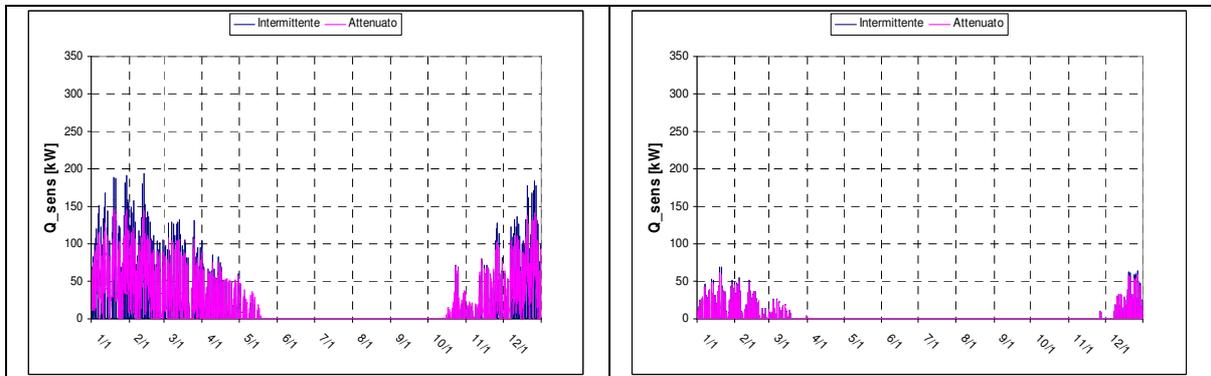


Figura 2 – Ripartizione annuale dei consumi energetici per Catania date le due modalità ipotizzate di realizzazione dell'involucro edilizio e di gestione dell'impianto di riscaldamento.

A riguardo del consumo di acqua calda sanitaria, si è tenuto conto di due tipologie di residenti. Sono stati considerati nuclei familiari composti da 2 e 4 componenti (Jordan, 2001). Per le due categorie, i consumi di acqua calda sanitaria sono riportati in Figura 3:

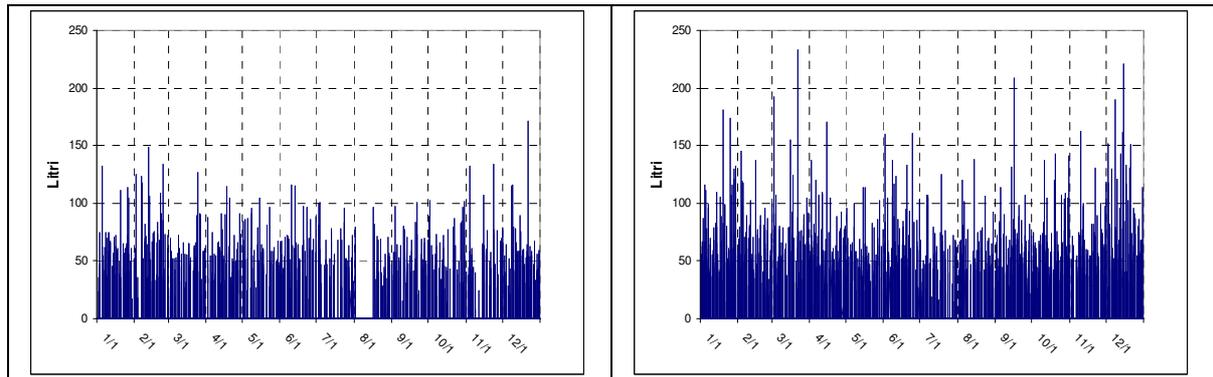


Figura 3 – Profili annuali per il consumo di acqua calda sanitaria date le due tipologie di utenze ipotizzate nelle simulazioni condotte.

Le due tipologie di residenti sono state ripartite in modo uguale all'interno delle utenze condominiali considerate. Il risultante fabbisogno energetico annuale riferito all'edificio campione considerato per le due località considerate è riportato in Figura 4.

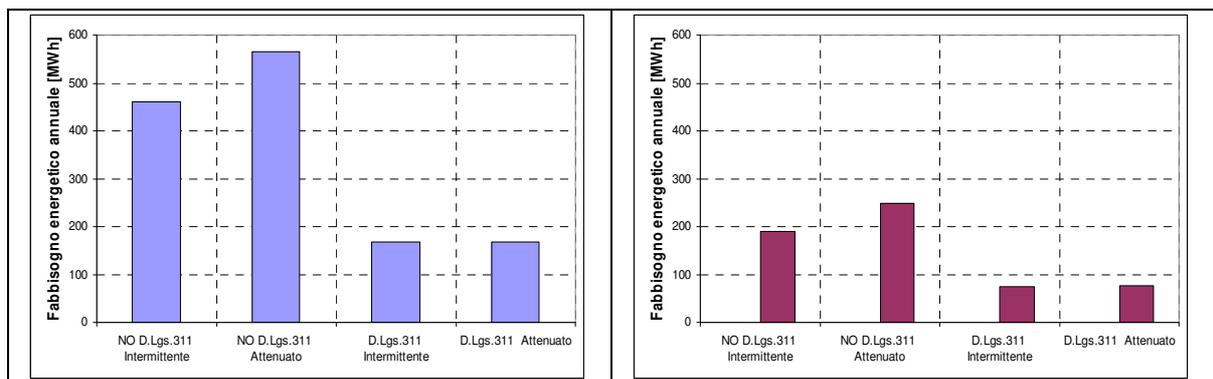


Figura 4 – Fabbisogno energetico termico annuale per le due località considerate.

Per quanto concerne i consumi elettrici delle due tipologie di utenze identificate, si è ipotizzato di quantificarne il fabbisogno in circa 2600 kWh e 3300 kWh, rispettivamente nel caso di nuclei familiari costituiti da 2 e 4 componenti. La ripartizione giornaliera del consumo elettrico è riportata nella Figura 5.

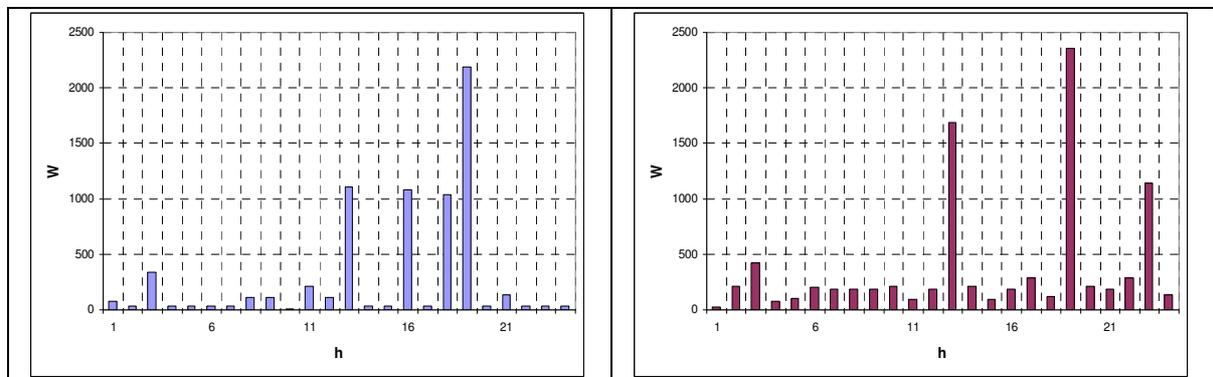


Figura 5 – Profilo giornaliero dei consumi elettrici per le due tipologie di utenze simulate.

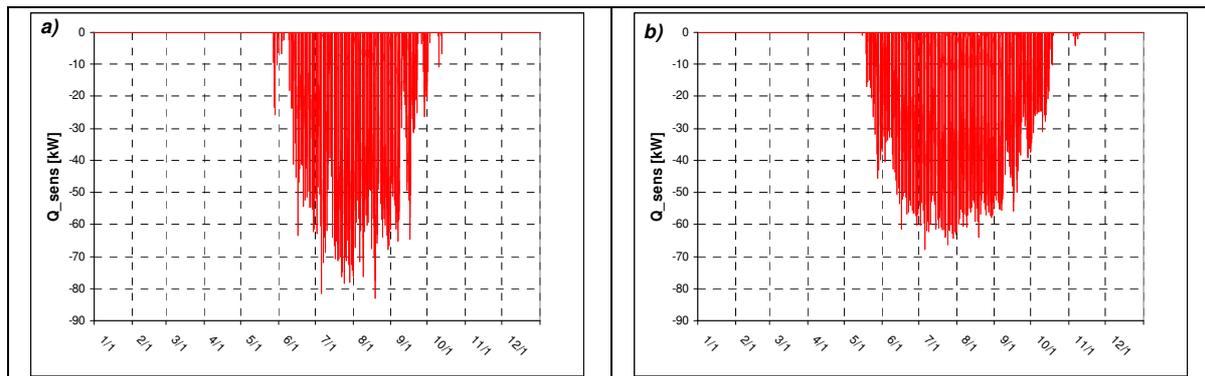


Figura 6 – Ripartizione del fabbisogno di raffrescamento per le due modalità costruttive dell'involucro edilizio riferite al clima di Catania: a) No D.Lgs. 311, b) D.Lgs. 311.

2.2. La scelta delle condizioni al contorno

Le simulazioni riguardanti il confronto tra convenienza economica delle varie soluzioni impiantistiche sono state condotte utilizzando il software HOMER (NREL, 2005) ipotizzando una variabilità del fabbisogno elettrico e termico secondo quello legato alla fornitura di energia di 1, 2, 5 e 10 complessi condominiali identici a quello simulato.

La taglia delle macchine ipotizzate per un possibile soddisfacimento cogenerativo di detto fabbisogno è stata fissata in 100 kW, 500 kW, 1 MW, 3 MW e 5 MW. La spesa richiesta per unità di potenza, comprensiva dell'aumento di costo determinato dall'equipaggiamento necessario per il recupero di calore, è stato rispettivamente di 1350 €/kW, 1160 €/kW e 945 €/kW, valore che è stato mantenuto costante per le macchine di potenza superiore ad 1 MW (AEEG, 2006). Il rendimento elettrico a piena potenza delle macchine considerate è stato del 37%. La percentuale di calore recuperato, data la parte di energia termica prodotta dalla combustione non convertita in energia elettrica, è stata fatta variare tra il 55% ed il 70%. Tale percentuale corrisponde ad un rendimento termico a piena potenza compreso tra il 35% ed il 45%.

Un ulteriore importante aspetto ha riguardato la definizione dei campi di variabilità dei costi dell'energia. Il combustibile impiegato per la cogenerazione è stato fatto variare tra 0.2 €/m³ e 0.4 €/m³. Al gas metano per riscaldamento ed acqua calda sanitaria è stata assegnata una variabilità compresa tra 0.4 e 0.8 €/m³. Il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete si è supposto poter variare tra un minimo di 0.1 €/kWh ed un massimo di 0.4 €/kWh.

3. ANALISI ENERGETICA ED ECONOMICA

3.1. Risultati delle simulazioni

E' stata dapprima indagata l'influenza del numero di utenze servite sulla convenienza economica dell'impianto cogenerativo ipotizzato. Le Figure 7 e 8 evidenziano come, indipendentemente dal prezzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete, tale parametro risulti essere decisivo a favore o meno della soluzione cogenerativa. Il confronto è proposto in corrispondenza dei prezzi minimi (Figura 7a e 8a) e massimi

(Figure 7b e 8b) ipotizzati per il combustibile destinato a cogenerazione e riscaldamento. Sono state considerate rispettivamente 1 e 10 utenze condominiali servite con involucro edilizio rispettante i requisiti del D.Lgs. 311 e funzionamento attenuato dell'impianto di riscaldamento. La zona climatica di riferimento è Treviso.

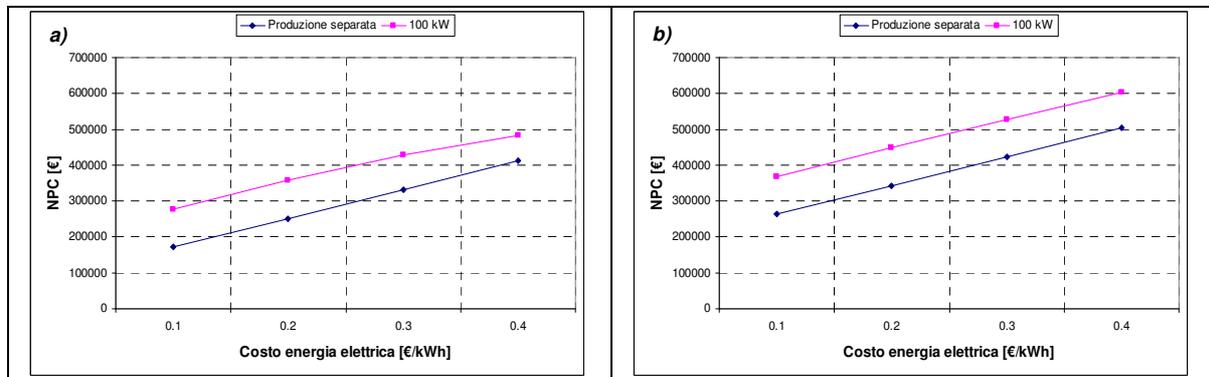


Figura 7 – Confronto tra i costi attualizzati netti imputabili all'approvvigionamento tradizionale di calore ed energia elettrica rispetto alla soluzione cogenerativa nel caso di un unico condominio servito.

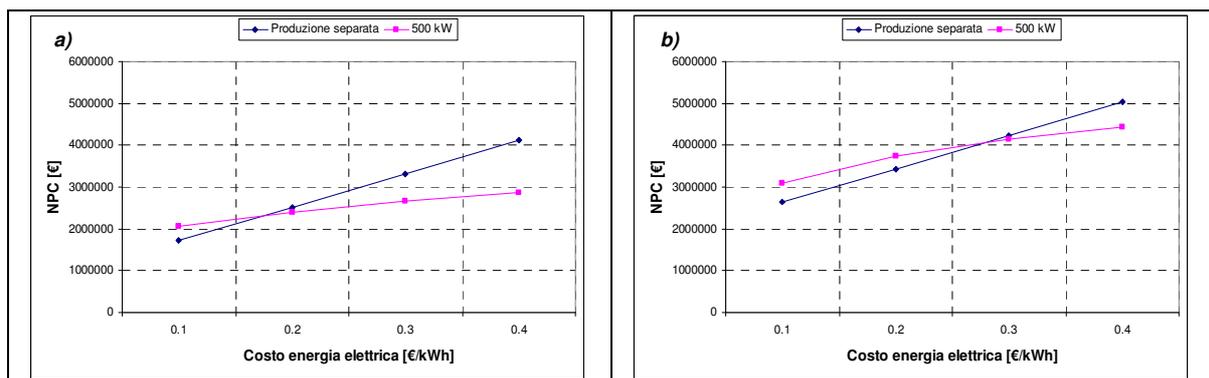


Figura 8 – Confronto tra i costi attualizzati netti imputabili all'approvvigionamento tradizionale di calore ed energia elettrica rispetto alla soluzione cogenerativa nel caso i condomini serviti salgano a 10.

Il confronto tra produzione separata e ricorso alla cogenerazione è stato riproposto in funzione dell'andamento del costo del gas destinato al riscaldamento per 10 utenze condominiali, date le due modalità ipotizzate di realizzazione dell'involucro edilizio e fissando a 0.2 €/m³ il costo del combustibile utilizzato per la cogenerazione ed in 0.2 €/kWh il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Il funzionamento dell'impianto di riscaldamento in entrambi i casi è attenuato. Tale confronto è proposto in Figura 9, dalla quale si ricava facilmente la diversità dei costi comportati dalle diverse caratteristiche termiche dell'involucro. Si fa notare inoltre come, date le condizioni a contorno ipotizzate, la soluzione cogenerativa risulti sempre più conveniente rispetto alla soluzione tradizionale di approvvigionamento separato.

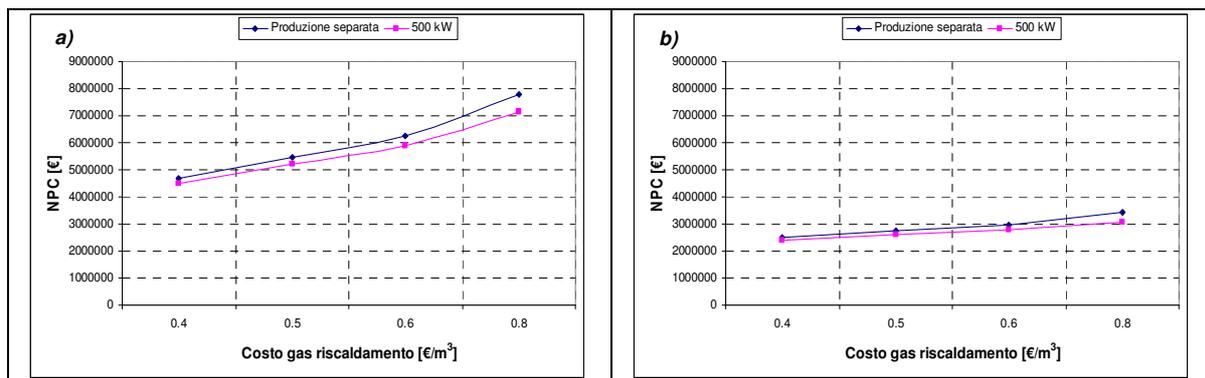


Figura 9 – Confronto tra i costi attualizzati netti imputabili all’approvvigionamento tradizionale di calore ed energia elettrica rispetto alla soluzione cogenerativa nel caso i condomini serviti diventino 10 nel caso di diversa realizzazione dell’involucro edilizio: a) No D.Lgs. 311, b) D.Lgs. 311. Zona climatica Treviso.

E’stata quindi oggetto di indagine la modalità di gestione del sistema di riscaldamento, andando quindi a ricercare le possibili differenze tra il funzionamento intermittente piuttosto che attenuato dello stesso. I risultati del confronto operato in base al numero di utenze condominiali servite è riportato in Figura 10. Il paragone va riferito alla taglia della soluzione cogenerativa più conveniente, ipotizzando un costo del combustibile per cogenerazione e riscaldamento di 0.2 €/m³ e 0.4 €/m³ rispettivamente. Il costo dell’energia elettrica prelevata dalle rete è stato posto a 0.2 €/kWh. Una differenza imputabile alla diversa modalità di esercizio dell’impianto di regolazione è riscontrabile solo nel caso di utenze con involucro edilizio non in regola con i requisiti imposti dal D.Lgs.311.

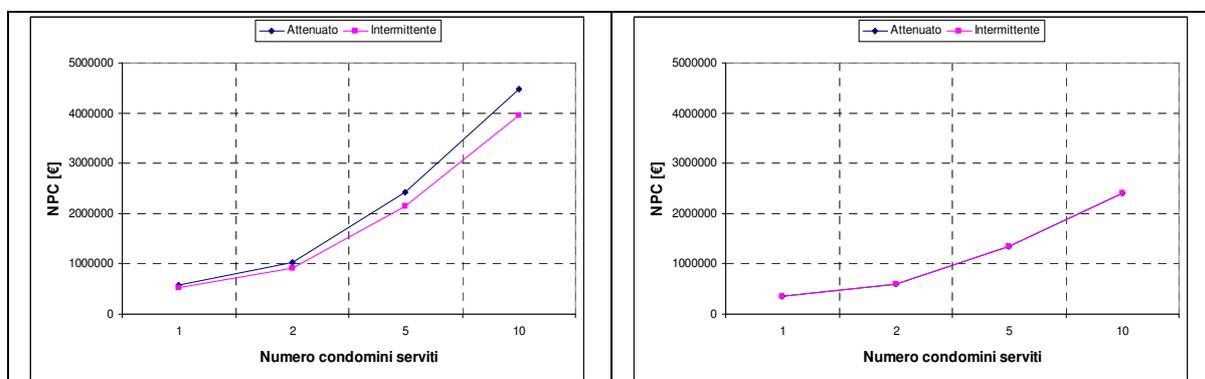


Figura 10 – Confronto tra i costi attualizzati netti per le due diverse modalità di gestione dell’impianto di riscaldamento. Zona climatica Treviso.

Due aspetti legati alla diversa modalità di gestione dell’impianto di riscaldamento sono stati ulteriormente approfonditi.

In primo luogo si è valutata la possibile conseguenza di un migliore rendimento del generatore di calore come conseguenza del funzionamento continuo dello stesso. Sono stati quindi confrontati i risultati ottenuti dal paragone tra il caso di funzionamento discontinuo con rendimento del generatore di calore fissato all’ 85% e funzionamento continuo con rendimento del bruciatore pari all’85% ed al 100%. Il confronto riferito ad un’utenza condominiale collocata nella zona climatica di Treviso, date le due modalità di realizzazione dell’involucro edilizio, è proposto in Figura 11 in funzione della variazione ipotizzata del costo del gas destinato a riscaldamento ed acqua calda sanitaria.

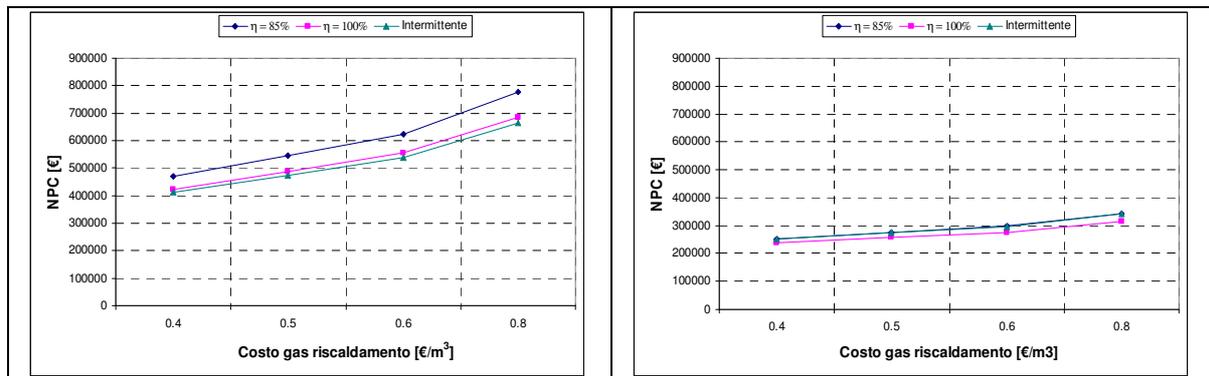


Figura 11 – Costo attuale netto per le due modalità di realizzazione dell’involucro edilizio per diversi rendimenti del generatore di calore e modalità di gestione del sistema di riscaldamento.

Da notare come nel caso di involucro non rispettante i requisiti D.Lgs. 311, il funzionamento attenuato, supponendo un corrispondente aumento del rendimento del generatore di calore, oltre a comportare una spesa minore, abbia risvolti positivi sul livello di benessere percepito in termini di fluttuazioni della temperatura operante all’interno dei locali (De Carli *et al.*, 2006).

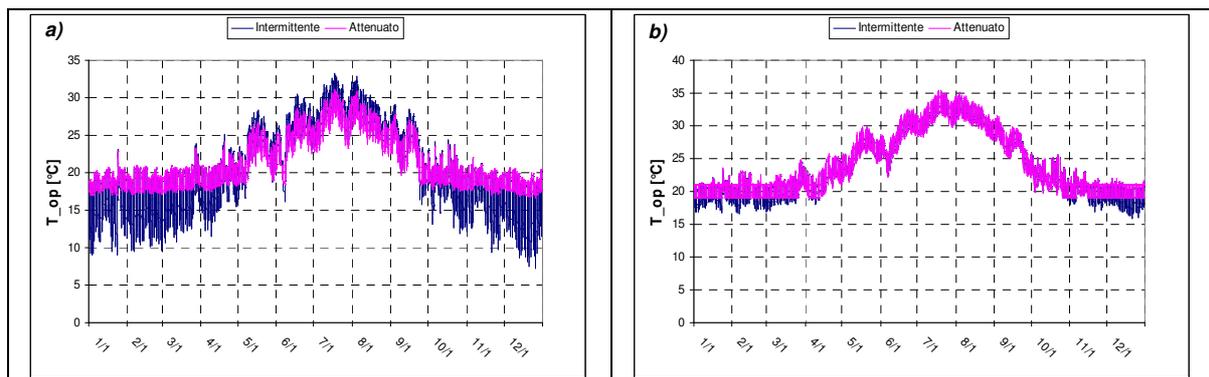


Figura 12 – Profilo annuale della temperatura operante per le due modalità di realizzazione dell’involucro edilizio: a) No D.Lgs. 311, b) D.Lgs.311. Zona climatica Treviso.

Le due modalità di gestione dell’impianto di riscaldamento, attenuato ed intermittente, sono state quindi confrontate per verificarne la diversa sensibilità alla quota di calore recuperato in funzione della variazione del costo del combustibile destinato a riscaldamento e cogenerazione. Tale confronto è proposto in Figura 13, in riferimento a 10 utenze condominiali servite non ottemperanti i requisiti del D.Lgs. 311, ad un rendimento stagionale del generatore di calore dell’85% e ad un rendimento termico del cogeneratore del 45%. Il confronto a costo del riscaldamento variabile è impostato con un costo dell’energia elettrica di 0.2 €/kWh. Il paragone in base alle variazioni del costo del combustibile destinato alla cogenerazione prevede invece il costo del riscaldamento fissato a 0.4 €/kWh. Si nota, nel caso di funzionamento attenuato dell’impianto di riscaldamento, una maggiore convenienza dell’energia elettrica prodotta dal sistema cogenerativo ipotizzato. Tale convenienza risulta sempre più marcata all’aumentare del costo del gas destinato al riscaldamento.

Entrambe le modalità di gestione dell'impianto di riscaldamento invece reagiscono in modo simile all'aumento del costo del combustibile destinato alla cogenerazione determinando un livellamento del costo dell'energia elettrica prodotta.

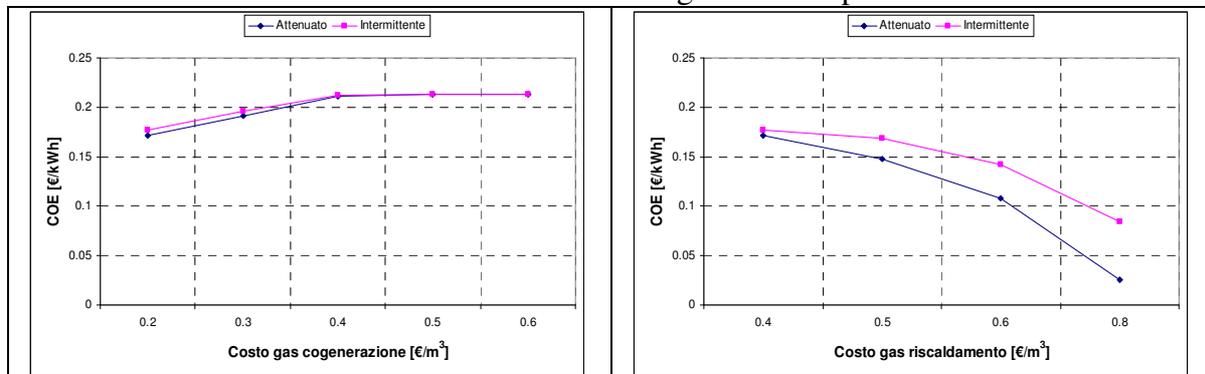


Figura 13 – Costo dell'energia riferito alle due modalità simulate di gestione dell'impianto di riscaldamento. Zona climatica Treviso

Il minore costo dell'energia elettrica prodotta ha spinto ad indagare se questa tendenza si traducesse in una maggiore convenienza della modalità di gestione attenuata anche per le utenze condominiali con involucro non soddisfacente i requisiti del D.Lgs. 311. La Figura 14 propone il confronto riferito a 10 utenze condominiali servite, ad un costo del combustibile destinato a riscaldamento e cogenerazione rispettivamente di 0.4 (a) e 0.8 €/m³ (b) e ad un rendimento termico del cogeneratore pari al 45%.

Supponendo che il rendimento del generatore di calore non risenta della modalità di esercizio del sistema di riscaldamento, ne risulta che, in assenza di formule di incentivazione dell'energia elettrica auto-prodotta, la modalità attenuata, che per gli edifici non in regola con il D.Lgs. 311 determina una maggiore richiesta di energia termica, risulta meno conveniente.

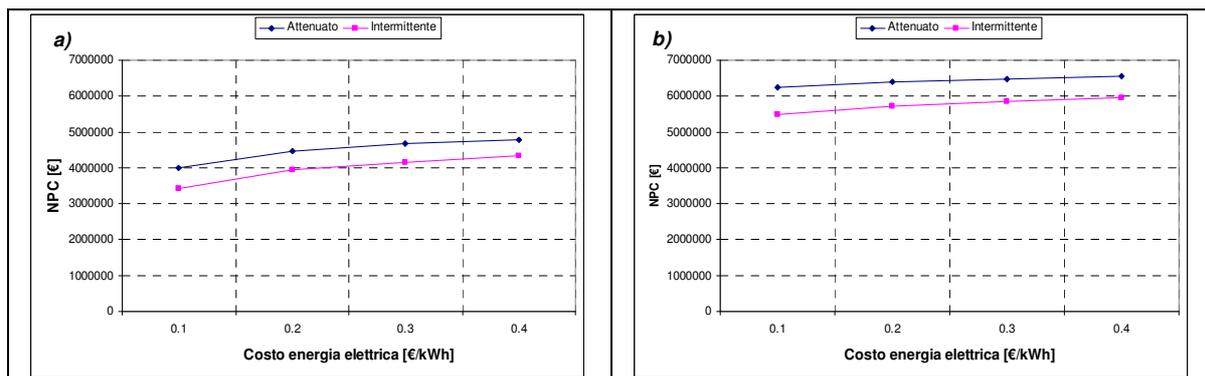


Figura 14 – Confronto tra costi attualizzati netti comportati dalle due diverse modalità di esercizio dell'impianto di riscaldamento ipotizzate nelle simulazioni svolte. Zona climatica Treviso

Nelle simulazioni energetiche condotte è stata successivamente aggiunta la climatizzazione estiva. Imponendo come condizioni a contorno una temperatura massima ammessa all'interno dei locali di 28°C. Si è inoltre supposto che, al raggiungimento della temperatura di 26°C, alle facciate esposte ad Ovest ed a Sud fosse applicato un coefficiente di ombreggiamento esterno di 0.5. I risultati ottenuti per Catania sono riportati in Figura 6. Nel caso di per cui è stato considerato il raffrescamento, il carico frigorifero dell'edificio è stato tradotto in carichi equivalenti

termici ed elettrici utilizzando un COP di 0.7 e 2.5 rispettivamente per le macchine ad assorbimento e per climatizzatori autonomi. I valori così ottenuti sono stati quindi introdotti nello studio del possibile ricorso ad un sistema trigenerativo.

A riguardo dell'analisi economica, si è tenuto conto dell'incremento di costi dovuti all'introduzione di macchine frigorifere ad assorbimento in base al profilo riportato in Figura 15 (Systema, 2008).

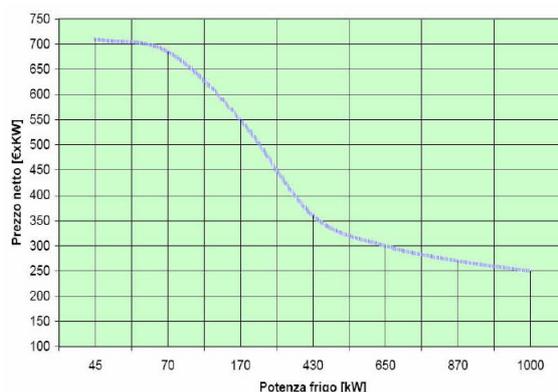


Figura 15 – Profilo dei costi per potenza frigo installata.

Si è deciso di valutare quindi la soluzione trigenerativa dato il ricorso sempre più spinto alla climatizzazione estiva anche in campo residenziale. I risultati per Catania sono riportati in Figura 16. Il confronto è stato condotto in riferimento ad un complesso di 10 utenze condominiali servite. L'analisi in funzione della variazione del costo dell'energia elettrica è stata effettuata fissando a 0.2 e 0.4 e/m³ il costo del combustibile destinato a cogenerazione e riscaldamento. Lo studio al variare del costo del gas destinato al riscaldamento è invece stato condotto supponendo un costo dell'energia elettrica di 0.2 €/kWh ed un costo del combustibile impiegato nella cogenerazione di 0.2 €/m³. Da notare come, con la minore incidenza del riscaldamento, risulti meno marcata la differenza di costi tra le due modalità di realizzazione dell'involucro edilizio. Si fa inoltre presente l'ampio campo di condizioni che, in entrambi i casi riportati in Figura 16, premiano il ricorso alla trigenerazione.

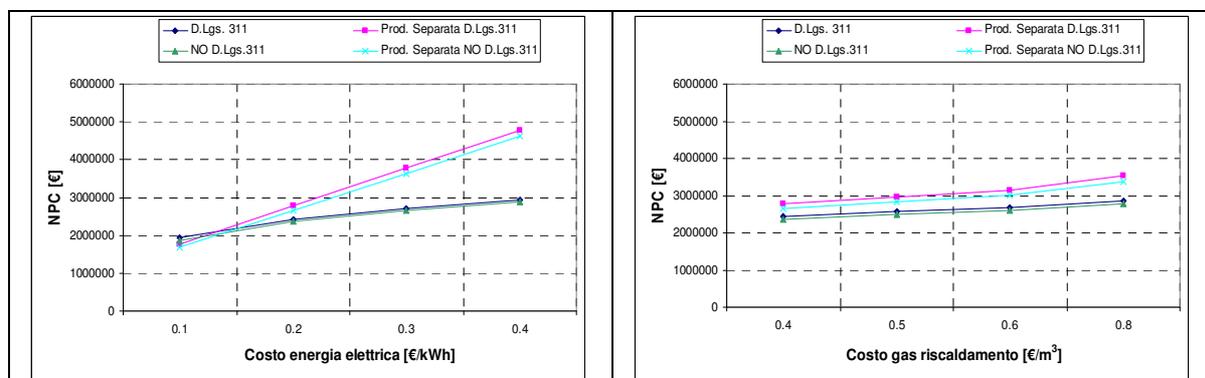


Figura 16 – Confronto tra i costi attualizzati netti tra soluzione trigenerativa e produzione separata in funzione dell'andamento ipotizzato del costo di energia elettrica e gas riscaldamento. Zona climatica Catania.

4. CONCLUSIONI

Il lavoro svolto ha considerato edifici con differenti caratteristiche dell'involucro edilizio, in adempimento o meno dei requisiti imposti dal D.Lgs.311. Sono state inoltre considerate due modalità di gestione dell'impianto di riscaldamento per tenere conto dei diversi consumi e picchi di potenza richiesti. Lo scopo è stato quello di analizzare le potenzialità della cogenerazione e trigenerazione in ambito residenziale, comprendendo nell'analisi anche gli aspetti relativi a possibili variazioni del costo dell'energia.

Il lavoro compiuto ha portato a formulare le seguenti conclusioni. Innanzitutto, si fa presente come tutte le simulazioni condotte siano state eseguite non tenendo conto di un'eventuale vendita dell'energia elettrica in eccesso alla rete. Tale assunzione ha determinato la non competitività delle macchine di taglia maggiore (1 MW, 3MW e 5MW). Malgrado questa penalizzazione, la soluzione cogenerativa è però risultata vantaggiosa dal punto di vista economico per un ampio campo di situazioni, convenienza che però è sempre dipesa, indipendentemente dalle fluttuazioni del costo dell'energia, dal numero di utenze servite. Date le condizioni a contorno assunte infatti il ricorso alla cogenerazione non è mai risultato fattibile se pensato per un'unica utenza condominiale.

BIBLIOGRAFIA

- AEEG 2006. Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico.
- Chicco, G., Mancarella, P. 2008. Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators. Energy, Vol. 33, pp. 410-417.
- De Carli, M., Fante M., Faganello S., Tonon M., Turchetto G., Verderi P., Volpini A., Banfi R., Zecchin R. 2007. Nuovo approccio nella riqualificazione energetica degli edifici e nella loro gestione. Convegno AiCARR, Bologna.
- IEA 2005. Residential Cogeneration Systems: A Review of The Current Technologies. The Simulation of Building-Integrated Fuel Cell and Other Cogeneration Systems. Annex 42 of IEA, pp. 92.
- Jordan, U., Vajen, K. 2001. Realistic Domestic Hot-Water Profiles in Different Time Scales. Solar heating and Cooling Program of the International Energy Agency (IEA), Task 26: Solar Combisystems.
- Klein S.A., Beckman W.A., Mitchel J.W., Duffie J.A., Duffie N.A., Freeman T.L., et al. 2002. TRNSYS Manual, University of Wisconsin (USA)
- NREL, HOMER Version 2.19 – The Micropower Optimization Model. National Renewable Energy Laboratory 1617 Cole Boulevard, Golden, CO, USA.
- Mazzarella, L. 1997. Dati climatici orari G. De Giorgio per 67 località italiane. Politecnico di Milano.
- Martens, A. 1998. The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power. Applied Thermal Engineering , Vol. 18, pp. 935-946.
- Pehnt, M. 2008. Environmental impacts of distributed energy systems-The case of micro cogeneration. Environmental Science and Policy, Vol. 11, pp. 25-37.
- Systema S.p.A. 2008. Documentazione Tecnica.