



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



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Analisi dei dati di funzionamento di macchine cogenerative e linee guida per il dimensionamento e la gestione

D. Forni, G. Tomassetti, D. Di Santo



Report RdS/2012/083

ANALISI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO DI MACCHINE COGENERATIVE E LINEE GUIDA PER IL
DIMENSIONAMENTO E LA GESTIONE

Daniele Forni, Giuseppe Tomassetti, Dario Di Santo (FIRE)

Agosto 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia: strumenti e tecnologie per l'efficienza energetica nel settore dei servizi

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA

Parte prima

ANALISI DEL MERCATO DELLA MICROCOGENERAZIONE IN ITALIA CON RIFERIMENTO A DIMENSIONAMENTO, PERFORMANCE E GESTIONE

SOMMARIO

GLOSSARIO.....	5
INTRODUZIONE.....	6
METODOLOGIA	13
DATI SULLA COGENERAZIONE	14
MACCHINE DISPONIBILI sul mercato italiano	20
INDAGINE presso gli operatori e gli utenti	21
Mercato	21
Quadro legislativo.....	24
Prospettive	26
CONSIDERAZIONI SU DIMENSIONAMENTO, PERFORMANCE ECONOMICHE E GESTIONE	27
Barriere alla diffusione della microcogenerazione.....	27
Carenze dell’offerta.....	27
Confronto sulle efficienze rispetto agli impianti sostituiti.....	29
Benefici per il singolo	31
Benefici per la collettività.....	34
Difficoltà per raggiungere alti fattori di carico.....	36
CONCLUSIONI.....	47
BIBLIOGRAFIA.....	49
ALLEGATI.....	50
ALLEGATO 1: DATI STATISTICI.....	51
ALLEGATO 2: INTERVISTE REALIZZATE.....	58
Lavinia Colonna Preti – IBT	59
Jacopo Criscuolo - Tecno-casa	61
Mauro Grecchi - Senertech	62
Marco Lombardi – ATET - whispergen	65
Gianni Pilati - RefComp.....	67
Simone Pirazzoli – Energifera	68
Marco Rossi – Viessmann.....	71
Rudi Silvio Stella - Presidente Italcogen	73
Nicola Tessari – Tessari	75
APPENDICE 3: QUESTIONARIO DI INDAGINE.....	77
ALLEGATO 4: MATERIALE FORNITO DALLE AZIENDE INTERVISTATE	80

GLOSSARIO

ACS: Acqua Calda Sanitaria

AEEG: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

AIRU: Associazione Italiana Riscaldamento Urbano

BAT: Best Available Techniques

BEN: Bilancio Energetico Nazionale

CAR: Cogenerazione ad Alto Rendimento secondo il D.M. 4 agosto 2012

ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

ESCO: Energy Service Company

FIRE: Federazione italiana per l'uso Razionale dell'Energia

FTT: Finanziamento Tramite Terzi

GSE: Gestore dei Servizi Energetici

GPL: Gas di Petrolio Liquefatto

ICT: Information and Communication Technology

PA: Pubblica Amministrazione

pci: potere calorifico inferiore

PES: Primary Energy Saving

TCCVV: Teleriscaldamento Valtellina, Valchiavenna e Valcamonica

N.B. Nel testo si fa spesso riferimento alla taglia degli impianti o alle potenze elettriche e termiche generate. Per alleggerire la notazione si è in genere utilizzato kW o MW come unità di misura per indicare la potenza elettrica o quella termica a seconda del contesto, inserendo i pedici "e" e "t" nei casi in cui potessero sorgere dubbi interpretativi.

INTRODUZIONE

L'interesse per la cogenerazione di elettricità e calore è legato ad aspetti sia di efficienza energetica, sia di emissioni, sia infine di organizzazione della produzione e delle attività economiche nel territorio.

Il recupero del calore a temperature medio-basse da una macchina – motore alternativo, turbina, cella a combustibile, motore Stirling, etc. – che genera elettricità o energia meccanica¹ può, in opportune condizioni dell'utenza, realizzare un risparmio di fonte energetica primaria rispetto alla generazione separata dei due vettori e a parità di utilizzo degli stessi ed eventualmente permettere l'utilizzo di prodotti disponibili localmente, quali rifiuti o prodotti di recupero. Anche le minori perdite della rete elettrica per l'autoconsumo contribuiscono al miglioramento dell'efficienza.

Al beneficio energetico si accompagna una riduzione globale di emissioni, massima in caso di ricorso a risorse rinnovabili. A seconda del combustibile impiegato, della configurazione di impianto e del posizionamento dello stesso possono esserci anche vantaggi a livello locale².

La produzione di calore ed elettricità in prossimità del luogo di utilizzo può inoltre consentire una minore complessità nelle infrastrutture della rete elettrica per il trasporto dell'energia; un sistema di generazione elettrica decentrato nel territorio, presso le utenze, può essere più flessibile, avere più ridondanze, impiegare tecnologie diversificate e diversi combustibili, quindi essere più affidabile e ridurre il rischio di guasti generalizzati.

La generazione decentrata di elettricità può infine produrre maggiore conoscenza e maggiore partecipazione di più larghi strati della popolazione sulle tematiche energetiche/ambientali, una maggiore partecipazione attiva alle scelte e minori opposizioni a priori da sindrome NIMBY.

Si è volutamente usato il verbo "possono" perché queste positività si esplicano e si verificano solo se si realizzano una serie di condizioni che non sono garantite né dalla tecnologia né dalle attrezzature, ma dipendono strettamente dall'utenza di calore, dalle temperature richieste ed infine dal diagramma di carico. Per massimizzare i benefici sopra citati si richiede infatti la presenza contemporanea, *hic et nunc*, nello stesso luogo e nello stesso tempo, della domanda di elettricità e di calore.

La microcogenerazione, in quanto sottoinsieme della cogenerazione e a maggiore ragione in ragione delle piccole taglie, risente molto delle condizioni al contorno (prezzi di mercato, disponibilità e condizioni delle reti, aspetti burocratici). Si ritiene dunque utile evidenziare in questa introduzione

¹ Sebbene raro, è possibile che il cogeneratore non sia collegato a un generatore elettrico, ma ad un'utenza meccanica. Nel resto del documento ci si riferirà comunque alla più comune produzione di energia elettrica, lasciando per sottinteso l'uso meccanico alternativo.

² A parità di combustibile normalmente si ha un aumento locale di emissioni, legato all'aumento del combustibile necessario per produrre energia elettrica oltre al calore, mentre la riduzione di consumo del combustibile a livello di parco centralizzato elettrico è difficilmente riconducibile in loco. In caso di utilizzo di fonti rinnovabili il beneficio può essere anche locale.

quegli aspetti di tipo generale che hanno una ripercussione sulla cogenerazione e sulla microcogenerazione in particolare.

Nessuna utenza energetica aspira ad essere una monade nel deserto, tutte vorrebbero poter conciliare i vantaggi dell'autonomia e dell'autoproduzione con il vantaggio di essere allacciati ad un rete, non solo per una protezione o un'emergenza, ma anche per uno scambio commerciale secondo convenienza. Quindi la cogenerazione, come la generazione distribuita in genere, basa sulla disponibilità di reti bidirezionali, intelligenti e sufficientemente dimensionate per lo scambio locale e internazionale di energia elettrica la capacità di conseguire i massimi risultati. Nel caso della cogenerazione acquistano importanza anche le altre reti di collegamento con l'esterno – fornitura dei combustibili ed eventualmente teleriscaldamento – e quella con l'interno per il calore. Le reti di fornitura dei combustibili (tubazione del gas naturale, autocarro e serbatoio proprio per gasolio, GPL e biomasse) sono affidabili³ e fondamentalmente monodirezionali, in quanto in genere non si ha l'esigenza di esportare combustibile, ma solo quella dell'approvvigionamento. I costi e i tempi per realizzare le reti sono elevati.

La rete elettrica è bidirezionale, si può acquistare e si può vendere elettricità con prezzi molto diversi secondo la direzione⁴ e il momento dello scambio di energia, esistono stretti limiti contrattuali sulla potenza, l'affidabilità è alta. I costi e i tempi di realizzazione possono essere elevati.

La rete per il calore interna all'utenza comprende la caldaia di integrazione e soccorso, il dissipatore del calore in eccesso, eventuali accumuli ed infine il collegamento ai punti di consumo. Il flusso è monodirezionale, non vi sono particolari problemi di capacità e i costi di creazione ed esercizio risultano bassi. Se l'utilizzo del calore da parte dell'utente viene meno, la centrale di cogenerazione va però in crisi: dunque esiste una criticità che nelle altre reti è mitigata dalla numerosità dei fornitori e dei clienti.

Le reti di teleriscaldamento, dove esistono, usualmente non sono bidirezionali, in quanto non accettano calore dagli utenti⁵. Non vi sono particolari problemi di capacità, l'affidabilità è alta, ma i costi e i tempi di realizzazione sono elevati.

All'origine la cogenerazione nasceva come produzione decentrata di energia meccanica ed energia termica, per autoconsumo sul posto, isolata da altri utilizzi, oggi invece è sempre vista come produzione decentrata, rispetto ai grandi impianti specializzati, non più isolata bensì strettamente collegata a rete, col compito specifico di integrare le risorse locali e gli impianti in un

³ Nel caso delle biomasse dipende dalle fonti di approvvigionamento e dal mercato. L'affidabilità cresce in caso di filiera corta o, nel caso di importazioni, di proprietà della fonte.

⁴ Considerato che la valorizzazione del mancato acquisto è in genere circa doppia rispetto alla vendita alla rete, è evidente che l'autoconsumo risulta fondamentale per garantire delle buone performance all'investimento, salvo distorsioni create dagli eventuali schemi incentivanti, come nel caso della tariffa onnicomprensiva.

⁵ Con qualche eccezione, come le piccole reti realizzate a Cesena dall'Amga, poi confluita in Hera, che prevedevano l'uso delle caldaie presso le principali utenze per modulare e integrare il calore prodotto nella centrale cogenerativa.

sistema che sia capace di valorizzare le capacità del territorio attraverso scambi bidirezionali fra le varie utenze e le reti. Da questa auspicata armonia derivano i benefici attesi di minori consumi energetici, di minori influenze sull'ambiente e di maggiore sviluppo economico e sociale.

Cento anni di esperienza nel settore delle applicazioni industriali di grande taglia (petrolchimico, chimico, cartario, ceramico, metallurgico, etc) e delle reti di teleriscaldamento hanno permesso di verificare parametri di progetto e scelte componentistiche affidabili e di realizzare un rilevante numero di impianti, coprendo una quota rilevante dei consumi finali di calore. Come risulta dai dati di Terna, la maggior parte di questa potenza a supporto di consumi di calore industriale appartiene a industrie elettriche, così come (dati AIRU [1]) la maggior parte delle reti di teleriscaldamento sono state sviluppate dalle Aziende elettriche degli Enti Locali, indicazione che questi impianti sono ormai parte integrante del sistema di generazione, di trasmissione e di distribuzione nazionale. Nell'ultimo decennio hanno cominciato a essere realizzate delle minireti di teleriscaldamento collegate a mini e microgeneratori, ma tali soluzioni non sono ancora diffuse.

A partire dagli anni 80, mentre crescevano le taglie e le efficienze delle centrali di sola generazione elettrica, è cresciuta l'attenzione alla possibilità di inserire impianti di cogenerazione in nuovi contesti, quali piccole industrie manifatturiere non di processo, soprattutto attività del terziario e dei servizi (ad esempio alberghi e piscine), strutture nella quali non c'era nessuna tradizione e competenza sulle tecnologie di generazione elettrica. Queste applicazioni si basavano sulle potenzialità offerte dall'espansione delle reti del gas naturale e delle buone prestazioni sia come efficienza sia come affidabilità, anche per taglie inferiori ad un MW, dei motori a combustione interna ad accensione comandata. Questi impianti sono, in genere, allacciati alla rete elettrica di distribuzione a media tensione e non sono quindi dispacciati da Terna che gestisce gli impianti superiori ai 10 MVA. La diffusione di questi impianti di piccola cogenerazione si è rafforzata con la nascita delle società di servizi energetici (ESCO) che hanno promosso le realizzazioni anche con interventi di finanziamento tramite terzi (FTT); le difficoltà di tipo autorizzativo, burocratico e finanziario hanno però impedito lo sviluppo ipotizzato, per cui rimangono ancora ampi spazi non coperti.

Negli anni 80 si avviarono anche le prime esperienze di applicazione di microcogenerazione, cioè per taglie inferiori ai 50 kW_e, basate sul Totem, il motore della Fiat 127 alimentato a gas naturale, della potenza elettrica di 15 kW, sviluppato puntando alla compattezza ed alle prestazioni, con manutenzione rapida ma frequente, pensando ai condomini di città, ove però la normativa ne rese poco conveniente l'uso. L'ENEA supportò le applicazioni in vari contesti prevalentemente del settore dei servizi, per il quale la manutenzione non era stata ottimizzata, mettendo in luce il complesso lavoro di adattamento da svolgere, nella fase di avviamento dell'impianto, per permettere di rendere coerenti le regolazioni degli impianti termici esistenti con il cogeneratore ed ottenere un effettivo utilizzo del calore recuperabile. Si realizzò anche un intervento prototipale da parte dell'azienda municipale di Vicenza, che, operando da ESCO, realizzò una dozzina di

interventi presso suoi clienti. L'insieme delle esperienze mostrò che erano necessari miglioramenti del sistema, per meglio adattarlo alle utenze, ma la barriera regolatoria che impediva ai vari condomini di consumare l'elettricità generata nella loro abitazione risultò così vincolante da contrastare lo sviluppo ulteriore del progetto. La questione è, oggi, ancora irrisolta⁶.

Dalla seconda metà degli anni 90 – al di là dei grandi impianti cogenerativi realizzati nell'ambito del programma Cip 6/92 – il tema della produzione elettrica decentralizzata riprese nuovo slancio non con la cogenerazione, ma con l'utilizzo delle fonti rinnovabili; prima la fonte eolica, poi le biomasse solide, poi il biogas, infine l'esplosione del fotovoltaico grazie alla generosità degli incentivi. Ma la crescita della potenza installata restò bilanciata dall'aumento della domanda e in termini percentuali rispetto al termoelettrico non cambiò praticamente nulla. La cogenerazione, anche sull'onda dei grandi impianti industriali, cominciò ad affermarsi in alcuni ambiti del terziario con applicazioni di media (soprattutto ospedali) e piccola taglia.

Ma è nel nuovo millennio che il cambiamento si fa veloce e importante per la cogenerazione e le fonti rinnovabili. A partire dalla fine degli anni 90 hanno iniziato a decollare le tecnologie dell'informazione/comunicazione legate alla rivoluzione dell'ICT, così, di fronte al diffondersi di decine di migliaia di punti di generazione, in larghissima parte non programmabili e non dispacciabili, ma con diritto di cedere alla rete alla quale sono collegati, cominciano a divenire realtà i disegni apparsi subito dopo il duemila che vedono nella generazione distribuita alimentata a fonti rinnovabili il cuore energetico della produzione futura.

Le fonti rinnovabili non programmabili all'inizio del secondo decennio di questo millennio salgono per la prima volta anche nel nostro Paese a percentuali a due cifre, con il potenziale per coprire praticamente da sole⁷ il fabbisogno nazionale di punta nei giorni festivi. La cogenerazione arriva nel 2010 a 24 GW installati e 111 TWh prodotti⁸, di cui 10 GW e 53 TWh ad alto rendimento⁹. Il sistema elettrico risulta profondamente modificato da questi numeri. Negli ultimi anni quasi sparisce il pompaggio, per evitare di dare il colpo di grazia a un termoelettrico in grande difficoltà, ormai in funzione meno di 4.000 ore anno equivalenti, e si prospettano cambiamenti nelle regole di accesso alla rete e nella dispacciabilità degli impianti.

⁶ L'introduzione dei sistemi efficienti di utenza – SEU – con il D.Lgs. 115/2008 ha sbloccato il caso di un utente e di un produttore terzo collegati alla rete elettrica mediante un unico punto di connessione, ma è ancora impossibile sfruttare questa opzione nel caso di sistemi 1-n (un produttore per n clienti), se non immettendo l'energia prodotta in rete per poi acquistarla con tutti gli oneri di rete e i costi di trasporto previsti per le forniture.

⁷ Insieme a idroelettrico e geotermoelettrico.

⁸ Rapporto AEEG su generazione distribuita.

⁹ Relazione MSE del 2011 sulla cogenerazione.

I vincoli delle reti¹⁰ pongono molti limiti allo stabilirsi di un sistema efficiente. Sul fronte dei combustibili rinnovabili il ricorso alle risorse locali pone limitazioni alle taglie degli impianti, con efficienze di conversione più basse che nelle grandi centrali. I combustibili locali sono spesso difficili da usare e richiedono precauzioni ambientali di complessa e costosa applicazione in piccoli impianti.

Per quanto riguarda la rete termica, a causa delle problematiche legate all'accumulo di calore, la sua produzione è in genere in linea con il fabbisogno, col supporto della caldaia d'integrazione; in genere un impianto di cogenerazione viene dunque dimensionato sulla domanda di calore e da essa vincolato nel funzionamento.

Più agevole il rapporto con la rete elettrica, per cui l'utilizzatore di un impianto di cogenerazione può acquistare tutto o in parte il suo fabbisogno elettrico, come cedere alla rete tutta o parte della sua produzione, sfruttando lo scambio sul posto sotto i 200 kW elettrici.

I diversi valori economici del prezzo di acquisto e di vendita insieme al costo del kWh elettrico generato fanno però sì che non convenga generare elettricità quando non c'è domanda di calore e quando non si riesce a sfruttarlo per i consumi, una tendenza che l'evoluzione del sistema elettrico e della relativa struttura dei costi rende sempre più evidente. Sempre più la cogenerazione, e in particolare la microcogenerazione, vanno dimensionate correttamente e in funzione delle esigenze del cliente e delle possibili evoluzioni della sua domanda. Le possibili modifiche delle regole future relativamente allo scambio e al dispacciamento rendono però utile pensare a un funzionamento del cogeneratore guidato dalla produzione elettrica, facendo ricorso ad accumuli termici efficienti che andrebbero sviluppati soprattutto per le piccole taglie e il settore residenziale, dove la domanda elettrica e termica risulta più variabile.

Un impianto di cogenerazione richiede maggiori investimenti che una caldaia e un semplice allaccio alla rete elettrica. Per compensare questi costi fissi occorre che le ore di effettivo esercizio a carico nominale siano le più alte possibili; è compito della progettazione incrociare le caratteristiche prevedibili della domanda di calore ed elettricità con le caratteristiche potenziali dei motori, individuando le opportune modifiche degli impianti dell'utenza capaci di far aumentare il recupero di calore e le ore di esercizio. Per tenere alte le ore di esercizio nel residenziale e nel terziario si tende sempre più a puntare sulla trigenerazione, sia tramite assorbitori, sia attraverso un accoppiamento con pompe di calore.

Smart cities e smart grid sono parole/proposte/obiettivi dai contenuti spesso poco definiti in valutazioni quantitative, mentre è essenziale cominciare ad affrontare le possibili soluzioni. Fra le opzioni potenzialmente da considerare si citano: riformare il sistema di gestione del dispacciamento (con responsabilizzazione delle reti locali di distribuzione e dei produttori di piccola

¹⁰ A quelli fisici si aggiungono quelli pratici: nonostante il profondo cambiamento del sistema elettrico ancora oggi le importazioni di energia elettrica rimangono costanti e saturano la capacità di trasporto, quando sarebbe logico sfruttare in esportazione la nostra sovraccapacità produttiva.

taglia), cominciare a utilizzare le capacità di accumulo dei pompaggi esistenti¹¹ come una infrastruttura nazionale al servizio delle produzioni non programmabili, cominciare a rendere più congruenti i tempi di sviluppo delle reti transnazionali, nazionali e locali con i tempi di realizzazione delle nuove capacità di generazione (oggi le reti sono un servizio pubblico, monopolio naturale, al contrario gli impianti di generazione sono generalmente il risultato di decisioni di privati, anche se autorizzati dal pubblico) e pensare alla generazione distribuita e alla piccola e microgenerazione come sistemi di produzione dispacciabili per gestire le congestioni locali di rete e agire come volano per le fonti programmabili.

Come esempio delle positive aspettative poste sulle potenzialità delle applicazioni della microgenerazione, definite dalla direttiva europea 2004/8/CE come quelle di potenza elettrica inferiore a 50 kW_e, si riporta uno stralcio di una comunicazione del ministro Clini al "Corriere della Sera" del 17 Aprile 2012, che collega la microgenerazione con le fonti rinnovabili e con le reti intelligenti, nell'ipotesi che nel piccolo le questioni di sinergia siano più facili da risolvere, grazie all'interesse del cittadino consumatore che divenendo produttore trasporta nelle attività economiche le sue aspirazioni etiche di autonomia, partecipazione, rispetto per l'ambiente.

"La generazione distribuita di energia (elettricità, calore e freddo), sostenuta da tecnologie ibride con l'impiego di piccoli cogeneratori a gas naturale ad alto rendimento e delle fonti rinnovabili, ha un effetto duplice: sulla organizzazione del sistema elettrico, perché è orientata prevalentemente sull'autoconsumo e sulla distribuzione nelle reti locali intelligenti (smart grids), e di conseguenza riduce la domanda sulla grande rete di distribuzione ed i relativi costi; aumenta l'efficienza dell'impiego delle risorse energetiche, perché ha un rendimento energetico che arriva sino al 100% (sul pci, potere calorifero inferiore, del combustibile) contro un rendimento energetico medio cumulativo delle grandi centrali e della rete di distribuzione non superiore al 40%.

È evidente l'effetto prevedibile sia sull'attuale sistema elettrico sia sulla riduzione della domanda di energia primaria di importazione, anche in termini di liberalizzazione e concorrenza nel mercato.

Va anche detto che la generazione distribuita di energia è «l'infrastruttura» del sistema delle «smart cities», che secondo le previsioni delle agenzie internazionali mobilizzerà nei prossimi anni investimenti per almeno 3 mila miliardi di dollari nelle economie più sviluppate del pianeta.

Ovvero, lo sviluppo di capacità tecnologiche in questo settore rafforza la competitività delle imprese italiane nei mercati europeo e internazionale, come già stanno sperimentando imprese italiane di punta in Germania, Francia, India, Cina, Brasile."

L'interesse per la microgenerazione è motivato anche dalle analisi delle potenzialità del mercato. Ormai largamente sviluppato il potenziale dei grandi impianti industriali e del grande terziario (quali ospedali ed aeroporti), in sviluppo sia pur lento le applicazioni nelle piccole taglie (sotto il MW) prevalentemente nelle utenze dei servizi, l'attenzione si rivolge alle utenze del settore residenziale,

¹¹ Il cui uso si è andato riducendo fortemente in questi ultimi anni, passando dai 6.860 GWh prodotti nel 2005 ai 3.290 GWh del 2010, secondo i dati di Terna.

oltre che dei servizi, settori nei quali i consumi elettrici sono ancora in crescita; dal 1995 al 2015 i consumi residenziali passano da 57 TWh a 70 TWh e quelli del terziario passano da 53 TWh a 92 TWh; nel frattempo i consumi industriali partono da 129 TWh, arrivano a 156 nel 2006, per calare poi a 131 TWh nel 2009 per effetto della crisi e risalire a 138 TWh nel 2010.

Per la microgenerazione esiste un potenziale ampio, ma per poterlo sfruttare, senza introdurre incentivi forti e poco realistici in un momento di crisi, occorre rivedere alcune regole al contorno e strutturare le reti e il mercato affinché possano accogliere al meglio queste applicazioni, con beneficio condiviso. Oltre a regole, reti e motori, sarà fondamentale il contributo che le tecnologie ICT e i sistemi di accumulo del calore e di conversione in frigoriferi sapranno apportare nel prossimo futuro.

METODOLOGIA

Lo studio parte dall'analisi sia dei dati statistici e di letteratura riguardanti la generazione elettrica, termica, la cogenerazione e i fabbisogni delle utenze civili sia delle altre fonti di informazioni, specie riguardo gli usi finali di calore, tema non analizzato nei Bilanci Energetici Nazionali.

È stata approfondita la legislazione che riguarda la cogenerazione dal punto di vista autorizzativo, fiscale, allacciamento alla rete elettrica, incentivi e procedure necessarie per l'operatività dell'impianto, facendo riferimento sia ai documenti ufficiali sia alle esperienze dirette ed indirette acquisite sul tema dagli anni 80.

Venendo al tema specifico della microcogenerazione e delle motivazioni che nella letteratura internazionale ne propongono la diffusione, si è analizzata la rilevanza delle stesse nell'attuale contesto energetico italiano, sia come composizione del parco di generazione elettrica, che come operatività delle facilitazioni fiscali che infine come ruolo dall'industria manifatturiera nazionale. L'individuazione delle principali barriere alla diffusione e delle possibili linee per superarle è stata basata sulle conoscenze delle specificità nazionali riguardo all'installazione, gestione e manutenzione di piccoli impianti presso utenti del settore residenziale e dei servizi.

La validazione dei benefici e dei costi, diretti ed indiretti, è presentata come lo strumento propedeutico alla valutazione economica dell'intera operazione microcogenerazione.

Il quadro è stato discusso con gli operatori della microcogenerazione, concentrandosi sui temi del mercato, della legislazione e delle prospettive. Grazie al dialogo con gli operatori è stato possibile anche validare le stime sull'attuale mercato in termini di macchine offerte e di volumi totali di vendita. Il documento riporta le interviste realizzate e la sintesi dei risultati, comprendenti i questionari raccolti sui dati numerici, per i quali gli operatori intervistati non hanno fornito il consenso alla pubblicazione.

RINGRAZIAMENTI

Si ringraziano per l'attiva collaborazione, senza la quale non sarebbe stato possibile realizzare questo rapporto:

la Regione Emilia-Romagna per i dati sui microcogeneratori forniti e i partecipanti alle interviste, ossia Ettore Piantoni vicepresidente di Cogena, Silvio Rudi Stella presidente di Italcogim, Jacopo Criscuolo di TecnoCasa, Mauro Grecchi di Senertec, Lorenzo Invernizzi di SparkEnergy, Marco Lombardi di ATET-Whispergen, Gianni Pilati di RefComp, Simone Pirazzoli di Energifera, Marco Rossi di Viessmann, Nicola Tessari di Tessari

DATI SULLA COGENERAZIONE

I dati sulla numerosità, sulla potenza e sull'energia termica ed elettrica generata dagli impianti termoelettrici operanti in cogenerazione in Italia presentano alcuni punti critici, in particolare:

- 1- Il calore, o più esattamente l'energia termica, non è mai stato oggetto di analisi ufficiale nelle statistiche energetiche italiane: non figura infatti nel BEN, Bilancio Energetico Nazionale, mentre è una voce delle statistiche Eurostat. Con riferimento agli obiettivi del 20/20/20 interessa sia la fonte primaria calore, dal solare termico, alla geotermia fino al calore prelevato (dall'aria, dal terreno o dai corpi d'acqua) dalle pompe di calore e trasferito agli utilizzatori finali, sia il vettore energetico calore che viene venduto dalle reti di teleriscaldamento o dalle reti industriali di società elettriche operanti in cogenerazione, sia quello che viene autoprodotta e autoconsumata mediante recupero a valle dei processi produttivi o a valle di propri impianti di cogenerazione. Mentre fino agli anni 80 gli impianti di cogenerazione appartenevano quasi totalmente ad autoproduttori/autoconsumatori, più recentemente sono nate sia società di teleriscaldamento, che vendono il calore a una pluralità di utenti, sia società elettriche che hanno acquisito gli impianti di cogenerazione delle industrie, alle quali vendono sia calore che elettricità. Non esiste un'accisa, né un'imposta di consumo sul calore, e non si è creata perciò tutta quella struttura per la misura e per la documentazione del dato che la fiscalità e l'Agenzia delle Dogane hanno imposto per l'elettricità. La mancanza di dati affidabili è ancor più rilevante nel caso di autoconsumo, ove non occorre una documentazione per la vendita ed in genere il calore recuperato confluisce in un collettore insieme al calore prodotto da caldaie alimentate da combustibile. Terna pubblica annualmente una stima del calore recuperato dagli impianti di cogenerazione, ma i dati inviati dalle aziende a Terna per il calore, ad opinione delle associazioni di categoria, non sono sufficientemente accurati. Dando evidenza ai consumi finali di calore si avrebbe, prevedibilmente, un aumento di 4-6 Mtep del valore degli usi finali italiani¹².
- 2- Terna pubblica annualmente [2] una sintesi della consistenza degli impianti, suddivisi per tecnologia, per taglia e per tipo d'impresa (produttore elettrico o autoproduttore). Purtroppo questi dati sono fortemente aggregati, e sono carenti per le piccole taglie, sotto al MW, carenza che si evidenzia da confronti puntuali con le referenze dei venditori. Non è quindi possibile utilizzare queste fonti di dati per il tema degli impianti di potenza inferiori ai 50 kW, propri della microcogenerazione. Basi di dati più complete sono costituite dai registri degli

¹² Ciò da un lato evidenzia il peso che la cogenerazione ha nel nostro sistema, dall'altro come una maggiore attenzione alle statistiche consenta di pianificare meglio le azioni governative e regionali, ma anche di portare risultati migliori a livello europeo al momento della verifica degli obiettivi raggiunti.

uffici dell'Agencia delle Dogane (officina elettrica e accise), che non curano però alcuna pubblicazione¹³.

- 3- A partire dal 1 gennaio 2011 il riferimento per gli impianti di cogenerazione che vogliono essere abilitati ad accedere ai benefici previsti dalla normativa vigente è costituito dai limiti della CAR, procedura gestita dal GSE. Purtroppo, ad aprile 2012, i dati forniti dal GSE (502 sezioni d'impianto, di cui circa un terzo con potenza <1 MW, piccola cogenerazione, solo 10 con potenza <50 kW, microcogenerazione, per una potenza totale di 9.900 MW, con una produzione di 48 TWh_e e 36 TWh_t) sono riferiti al 2009 [3], quindi non è noto quanta della potenza indicata da Terna a fine 2010 (5.400 MW presso auto produttori e 18.200 MW presso imprese elettriche, per una produzione netta di 108 TWh_e e 56 TWh_t) abbia chiesto e ottenuto questo riconoscimento, quanti impianti non ci rientreranno perché non ne hanno le caratteristiche, infine quanti impianti non se ne siano curati perché non interessati ai benefici collegati alla CAR (incentivi, scambio sul posto, etc.).

È una situazione frequente dover constatare che mentre il sistema energetico è sempre più complesso ed evolve sempre più rapidamente, si hanno a disposizione meno dati che nel passato. In genere la prima motivazione è la riservatezza, diventata importante poiché siamo in un mercato concorrente, ma senza informazioni un mercato aperto non è possibile. In realtà raccogliere, rielaborare e presentare dati di qualità è costoso; Enel ed Eni coprivano questi costi quando erano Enti Pubblici, perché qualificava il loro ruolo, oggi non ritengono di doverlo fare a beneficio del pubblico. Si riportano in appendice, per confronto della ricchezza dei dati, le due pagine estratte dal rapporto di attività 2010 del GSE (**Figura 13**), le 5 pagine di Terna di dati statistici (**Figura 15, Figura 16, Figura 17 e Figura 18**) ed uno stralcio dei dati del documento Unapace 1999 (**Figura 19**), 44 pagine con versione in inglese.

Dalle suddetti figure e dalla **Figura 1**, che presenta la variazioni negli anni, risulta il ruolo crescente delle cogenerazione, ormai vicina al 50% della produzione termoelettrica. La situazione è in evoluzione veloce dal 2002, appena prima che si cominciassero a vedere in azione le centrali termoelettriche innescate dalle liberalizzazioni del 1999 (e in buona parte entrate in esercizio dopo il provvedimento "sblocca centrali"¹⁴). Allora erano in esercizio impianti termoelettrici per 54.100 MW di cui 42.000 MW per sola elettricità e 12.200 MW in cogenerazione; i primi producevano 160 TWh con un fattore di carico medio di 4.000 ore/anno, i secondi generavano 70 TWh con un carico di circa 5.800 ore anno. Gli impianti a biomasse generavano 3,4 TWh mentre gli impianti a ciclo combinato (per un totale di 10.300 MW di cui 6.700 MW in cogenerazione) generavano 62 TWh, con un impegno di 6.000 ore/anno.

¹³ Anche il rapporto sulla generazione distribuita realizzato dall'AEEG, per le ragioni qui esposte, non tratta in maniera dettagliata gli impianti sotto i 50 kW.

¹⁴ Legge 9 aprile 2002, n. 55 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

Il consumo interno lordo, 335 TWh nel 2002, ha continuato a crescere fino al 2008 per poi invertire la tendenza in concomitanza con la crisi (la stima per il 2011 è pari a 344 TWh). Dal 2002 al 2008 il parco si è espanso, poi si è arrivati a una stabilizzazione del termoelettrico, mentre per la prima volta le fonti rinnovabili non programmabili hanno iniziato a crescere in termini relativi rispetto alla potenza prodotta e all'energia generata. Nel complesso a fine 2010 si annoveravano nuovi cicli combinati rispetto al 2002 pari a 19.000 MW per sola generazione elettrica e 11.300 MW per cogenerazione. Sono arrivati inoltre altri 2.800 MW a biomasse e un po' di impianti obsoleti sono stati chiusi, per cui il parco di generazione è arrivato a 74.000 MW.

In rapporto ad un mercato stabile se non in contrazione, mentre permangono importazioni strutturali per 45 TWh (6.000 MW più o meno costanti), l'espansione dei cicli combinati in cogenerazione non poteva non avere effetti travolgenti: essi possono mandare fuori mercato gli impianti per sola elettricità che bruciano lo stesso combustibile ed hanno rendimenti molto vicini.

Nel 2010 la produzione degli impianti per sola elettricità è scesa a 119 TWh dai 160 TWh del 2002, i 22.600 MW in ciclo combinato hanno generato 62 TWh con un fattore di carico medio di sole 2.700 ore; al contrario, la produzione in cogenerazione è salita a 111,5 TWh, dai 70 TWh del 2002, e i relativi 18.000 MW in ciclo combinato cogenerativo hanno generato 92 TWh, con un fattore di carico di 5.100 ore/anno.

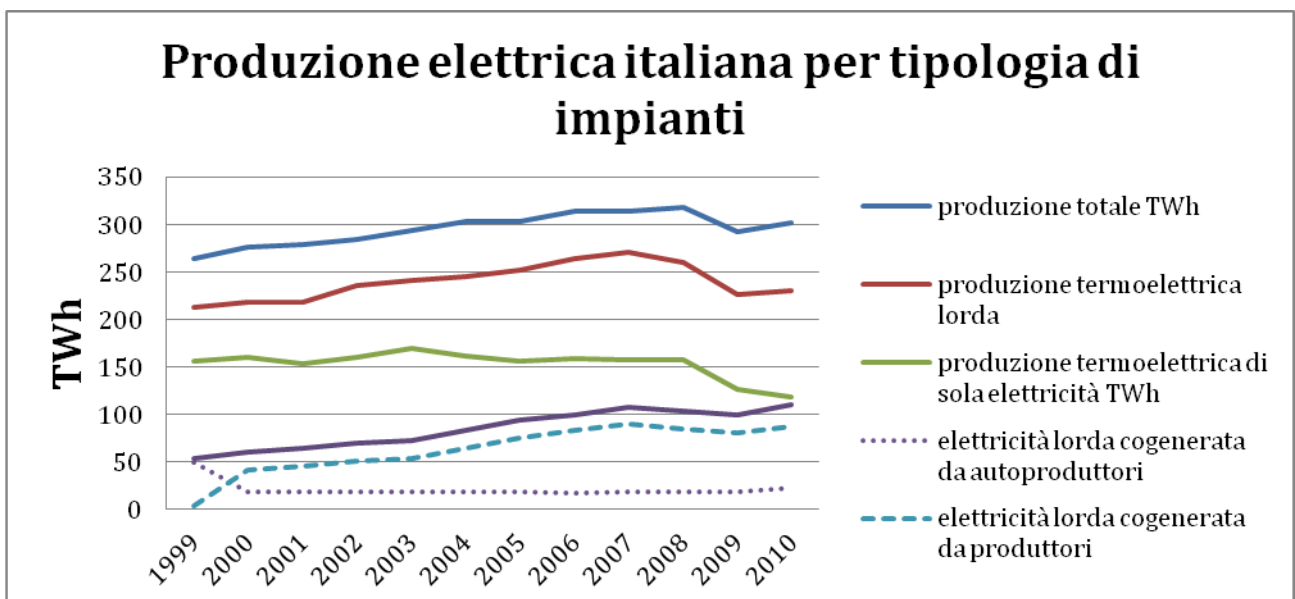


Figura 1 Evoluzione della produzione cogenerativa in Italia (elaborazione FIRE da dati TERNA)

Nel 2011 le nuove fonti (eolico, solare e biomasse) hanno prodotto rispettivamente 10,1 TWh, 10,7 TWh e 11,3 TWh, con un aumento complessivo di circa 11 TWh rispetto al 2010, compensato da una riduzione di circa 5 TWh di idroelettrico. Il fotovoltaico, che ha un effetto concentrato nelle ore attorno al mezzogiorno, ha tolto mercato anzitutto agli impianti idroelettrici che, con costi marginali ridotti, fornivano il supporto al carico di punta. In secondo luogo, ha tolto mercato agli impianti non cogenerativi nei momenti di basso carico, e ciò porrà problemi per la sua non programmabilità e

porterà a rivedere la struttura delle priorità al dispacciamento¹⁵, ma globalmente costituirà il 4-6% della produzione annua, e quindi i suoi effetti sul mercato saranno inferiori rispetto ai fattori sopra presentati.

Il tema della priorità al dispacciamento sarà sempre più rilevante, insieme a quello della programmabilità del funzionamento e all'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, in una ottica di stabilità del sistema elettrico. Considerando che la crisi ha effetti strutturali, e che vi sono incentivi a espandere ulteriormente le fonti rinnovabili e la cogenerazione, le sole possibilità di evitare la chiusura di molti impianti, spesso non ammortati con prevedibili costi per i consumatori, si situano o nell'inversione dei flussi transfrontalieri o nell'espansione dei mercati. Potenzialmente, si potrebbe esportare verso quei paesi che volendo/dovendo chiudere impianti obsoleti a carbone o nucleari hanno o avranno carenze di capacità di generazione. L'espansione verso nuovi consumi è possibile con l'introduzione di pompe di calore elettriche nel condizionamento invernale – proposta che già oggi il settore del gas cerca di contrastare proponendo pompe di calore ad assorbimento alimentate dal gas naturale¹⁶ – o con la diffusione rapida delle auto elettriche, non meno complessa dell'aumento della capacità di import/export.

Riguardo alla microcogenerazione, dalle stime delle due associazioni di categoria, Cogena e Italcogen, che raggruppano produttori, importatori e installatori attivi nel settore della cogenerazione, nel 2011 sono stati installati circa 200 microcogeneratori, con una lieve crescita rispetto all'anno precedente. La maggior parte delle macchine è stata installata in Emilia-Romagna, dove la legge Regionale equipara l'energia risparmiata da impianti cogenerativi particolarmente efficienti all'energia rinnovabile per il soddisfacimento dei fabbisogni delle nuove costruzioni. Gli impianti di microcogenerazione sono tutti alimentati da gas naturale, tranne una ventina di micro impianti a biogas.

Il mercato della microcogenerazione in Italia è quasi esclusivamente rappresentato da motori alternativi a combustione interna. Sono commercialmente disponibili una sola microturbina e un solo motore Stirling. A proposito di Stirling, sono stati installati anche una ventina di cogeneratori integrati in caldaie murali, disponibili sul mercato europeo, ma non ancora distribuiti sul territorio nazionale.

La fascia di potenza sopra i 50 kW e fino a 200 kW presenta nel 2011 all'incirca la stessa quantità di macchine installate. Oltre la metà – soprattutto quelle entro i 100kW, quindi collegabili in bassa tensione – è stata utilizzata per mini reti di teleriscaldamento sviluppate da multiutility ed ESCO, sfruttando i vantaggi fiscali che vengono estesi anche al gas utilizzato nelle caldaie di integrazione (e nelle zone climatiche E e F anche gli sgravi fiscali previsti per gli allacciamenti).

¹⁵ Processo già avviato: delibera 281/2012/R/efr dell'AEEG.

¹⁶ Le pompe di calore a gas non hanno però il beneficio del ciclo invertito estivo proprio delle pompe di calore elettriche.

Considerando tutte le macchine fino a 200 kW sono state installate in Italia nel 2011 circa 400 unità, che rappresentano una nicchia rispetto alle decine di migliaia di caldaie a basamento installate ogni anno e che almeno in parte potrebbero essere sostituite da cogeneratori.

Il mercato europeo della microcogenerazione è decisamente vivo e nel 2011 ha superato le 5.000 unità. Si può notare (**Figura 2**) una presenza non marginale degli Stirling che hanno rafforzato la loro posizione nel 2010 e sono arrivati a competere come numero di unità con i motori alternativi a combustione interna nel 2011. Il mercato europeo nel 2011 è costituito principalmente da Germania e Regno Unito.

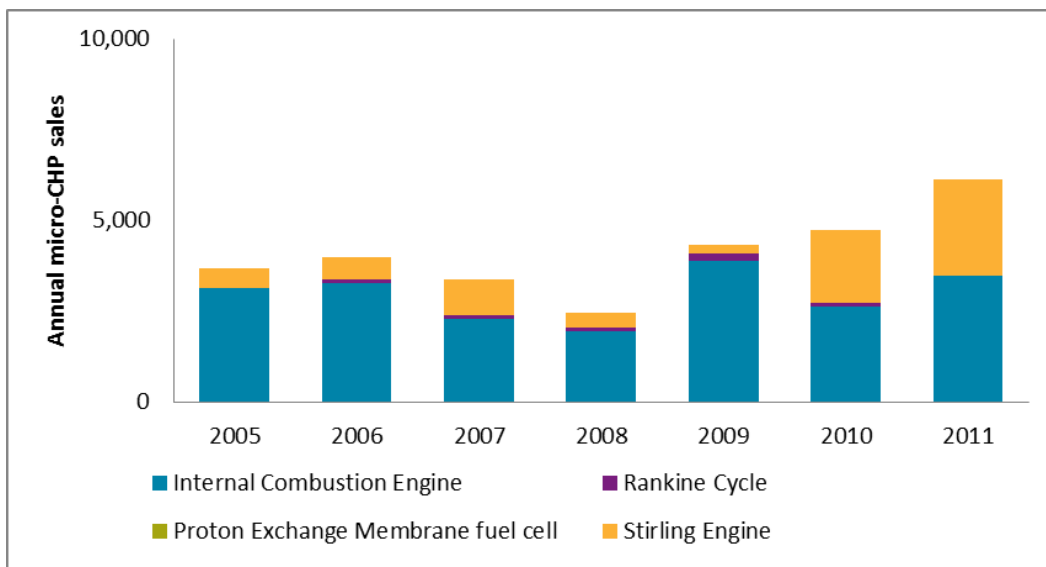


Figura 2 Mercato europeo della microcogenerazione (Fonte: Delta-ee, 2012)

È interessante considerare le stime di vendita del resto del mondo (**Figura 3**), non solo perché mostrano che il mercato nel 2011 ha fatto un grosso passo avanti, arrivando a sfiorare le 30.000 unità, ma anche perché quasi tutto il resto del mondo è rappresentato dal mercato giapponese¹⁷. Il Giappone dopo un lungo dominio del generatore a combustione interna Ecowill, ha visto nell'ultimo biennio un deciso passo avanti delle celle a combustibile [6].

¹⁷ Dove i grandi numeri si spiegano per l'interessamento diretto delle aziende del gas, che ha visto nella cogenerazione un sistema per mantenere le quote di mercato in rapida erosione per la diffusione di fotovoltaico e pompe di calore.

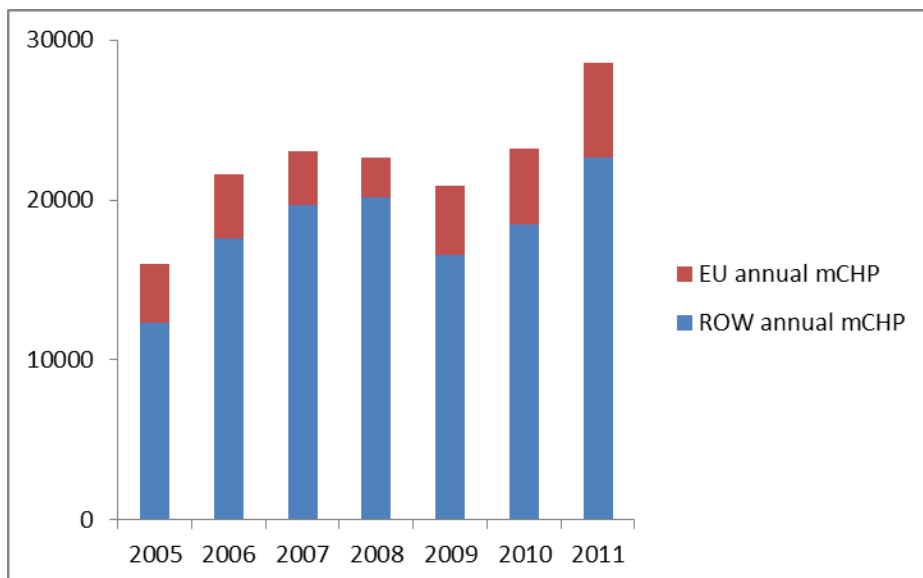


Figura 3 Vendite di micro cogeneratori in Europa (EU) e nel resto del mondo (ROW) (fonte: Delta-ee, 2012)

MACCHINE DISPONIBILI SUL MERCATO ITALIANO

Sono stati censiti i principali prodotti presenti sul mercato italiano della microcogenerazione, con alimentazione a gas naturale. All'elenco riportato in **Tabella 1** sono stati aggiunti l'Ecowill, protagonista del mercato giapponese, dal 2010 distribuito in Austria e Germania, e gli Stirling Ariston e Baxi, installati sperimentalmente in Italia. Questi due Stirling si differenziano in quanto sono integrati in una caldaia murale, mentre tutte le altre macchine presenti sono a basamento. Tutte le macchine da 1 kW_e comprendono un bruciatore di integrazione (che nel caso dell'Ecowill, almeno nella versione per il mercato giapponese, è in un modulo separato che ospita anche un serbatoio di accumulo) e sostituiscono completamente la caldaia.

Tutte le macchine progettate per il mercato giapponese (Aisin, Honda e Yanmar) sono dotate di inverter. Questa caratteristica permette un maggior campo di modulazione, che va dal 5 al 100%, permettendo di funzionare in modalità di inseguimento del carico elettrico, non essendo possibile in Giappone riversare l'energia elettrica prodotta in rete. Le macchine Energifera, progettate e prodotte in Italia, sono anche esse dotate di elettronica di potenza, che utilizzano per funzionare in periodi limitati anche oltre la potenza nominale, così da poter essere ancora più flessibili nell'inseguimento del carico elettrico. L'inverter si traduce però in un aumento dei costi, non sempre giustificabile in virtù dei benefici nel nostro Paese, che non presenta vincoli di cessione alla rete, e anzi prevede lo scambio sul posto fino a 200 kW.

Anche le microturbine a gas sono dotate di inverter, ma in questo caso è una necessità dettata dall'elevatissimo regime di rotazione dell'albero. Grazie all'inverter le microturbine hanno una possibilità di regolare il carico elettrico con decadimenti di efficienza contenuti in confronto alle turbine di potenza maggiore (che operando a giri costanti evidenziano un decadimento delle prestazioni più accentuato al variare del carico).

Fabbricante	Whispergen	Ariston	Baxi	Honda	Aisin	Yanmar	Senertec	Aisin
Nome			Ecogen	Ecowill	GECC46A2	CP5	Dachs	GECC60A2
Tipologia	Stirling	Stirling	Stirling	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI
P _{elettrica} [kW]	1	1	1	1	4,6	5	5,5	6
P _{termica} [kW]	7,5	3-24	4-40	2,5	11,7	10	12,3	11,7

Fabbricante	Yanmar	RefComp	RefComp	ecpower	EnergiaNova	Energifera	RefComp	CPL	Concordia
Nome	CP10	REC2 10	REC2 20	XRGI 20	Tandem	Tema30-50	REC2 30	Bibloc 35	
Tipologia	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI	
P _{elettrica} [kW]	10	11	20	20	20,3	30	31	35	
P _{termica} [kW]	17	25	44	40	47,52	64	60	71	

Fabbricante	Energifera	RefComp	RefComp	MAN		Capstone	Capstone	Turbec
Nome	Tema30-50	REC2 40	REC2 50	E0834		C30	C65	T100
Tipologia	MCI	MCI	MCI	MCI		TG	TG	TG
P _{elettrica} [kW]	40	43	50	47		30	65	100
P _{termica} [kW]	82,5	73	78	63		60	112	160

Tabella 1 micro cogeneratori alimentati a gas naturale con motori Stirling e con motori alternativi a combustione interna da 1 a 50 kW e (micro)turbine da 30 a 100 kW

INDAGINE PRESSO GLI OPERATORI E GLI UTENTI

La prima parte dell'indagine si è basata su interviste ai maggiori operatori sul mercato della microgenerazione e alle due associazioni di categoria, Cogena e Italcogen. Gli operatori sono stati contattati non solo per avere un quadro della situazione attuale, ma anche per individuare le installazioni da poter controllare per la seconda parte dell'indagine.

I tre argomenti discussi durante le interviste sono stati: mercato, quadro legislativo e prospettive. Hanno accettato di essere intervistati: Ettore Piantoni vicepresidente di Cogena, Silvio Rudi Stella presidente di Italcogim, Jacopo Criscuolo di TecnoCasa, Mauro Grecchi di Senertec, Lorenzo Invernizzi di SparkEnergy, Marco Lombardi di ATET-Whispergen, Gianni Pilati di RefComp, Simone Pirazzoli di Energifera, Marco Rossi di Viessmann, Nicola Tessari di Tessari. Le interviste di cui è stata concessa la pubblicazione sono riportate in appendice.

Di seguito si sintetizza quanto emerso dalle interviste realizzate.

Mercato

Come accennato nella sezione **DATI SULLA COGENERAZIONE**, il mercato della microgenerazione, come della piccola, non è particolarmente entusiasmante in Italia, benché vi siano numerose potenziali applicazioni con elevato consumo di acqua calda sanitaria o comunque elevati carichi termici anche in estate. Nella microgenerazione si hanno dei segnali interessanti legati alle particolari richieste locali, in particolare alle metodologie per il calcolo delle prestazioni energetiche degli edifici in Emilia-Romagna. Il DGR 1366 del 2011 prescrive, infatti, che cogeneratori con particolari caratteristiche di efficienza globale e termica, in virtù dei risparmi di energia primaria conseguiti, possano sostituire la quota di energia rinnovabile minima obbligatoria per i fabbisogni termici dei nuovi edifici. Tale scelta regionale è stata sufficiente a far decollare un mercato, seppure per ora su piccoli numeri. La Regione Emilia-Romagna ha circa 2 milioni di unità immobiliari. Di queste 320.000 circa sono state oggetto di certificazione energetica fra il 2009 e metà 2012 e sono state censite nell'apposito catasto edifici. Nei diagrammi seguenti sono riportati i dati tratti dal catasto citato (2010-2012): sono 700 le unità immobiliari servite da un impianto di microgenerazione (in tutto risultavano censiti 102 impianti a metà 2012)¹⁸.

¹⁸ Va notato che gli impianti in funzione potrebbero essere di più, in quanto non sono presenti nel catasto alcuni impianti collegati a certificazioni effettuate nel 2009 e quelli eventualmente esistenti e non collegati a immobili certificati.

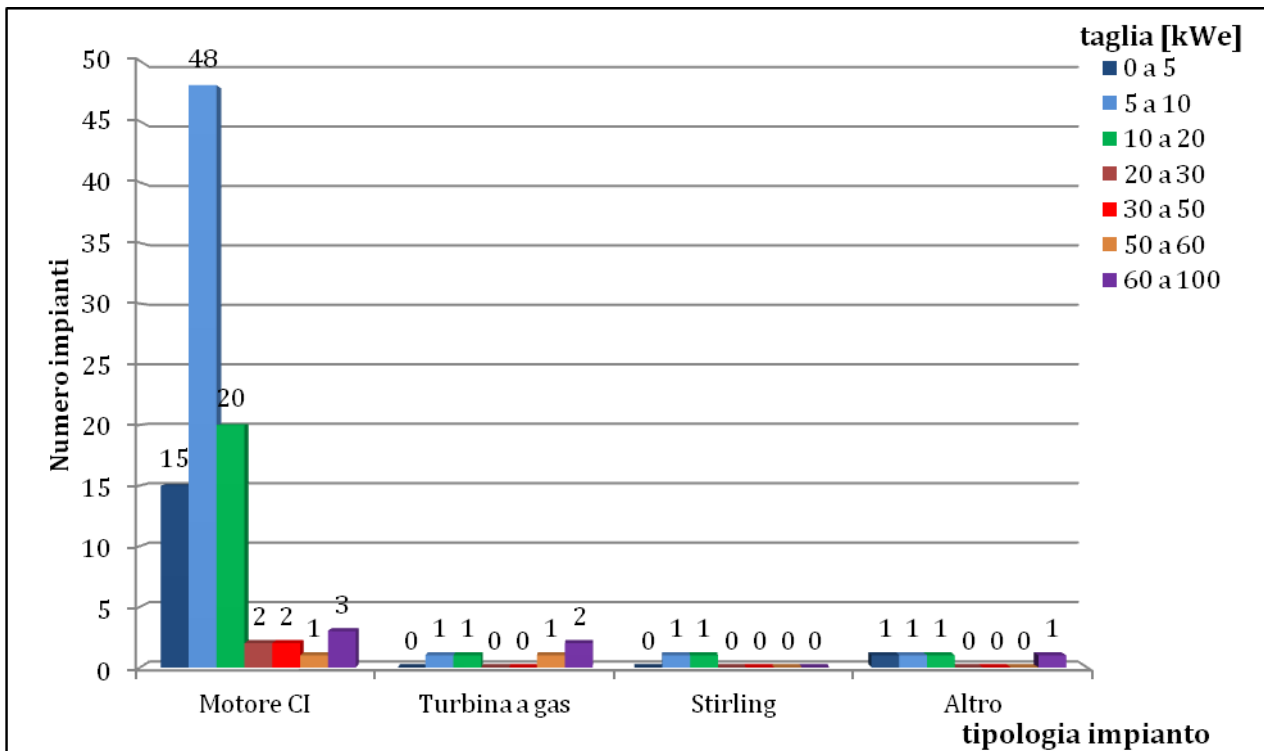


Figura 4. Impianti attivi in Emilia-Romagna distinti per tipologia e taglia.

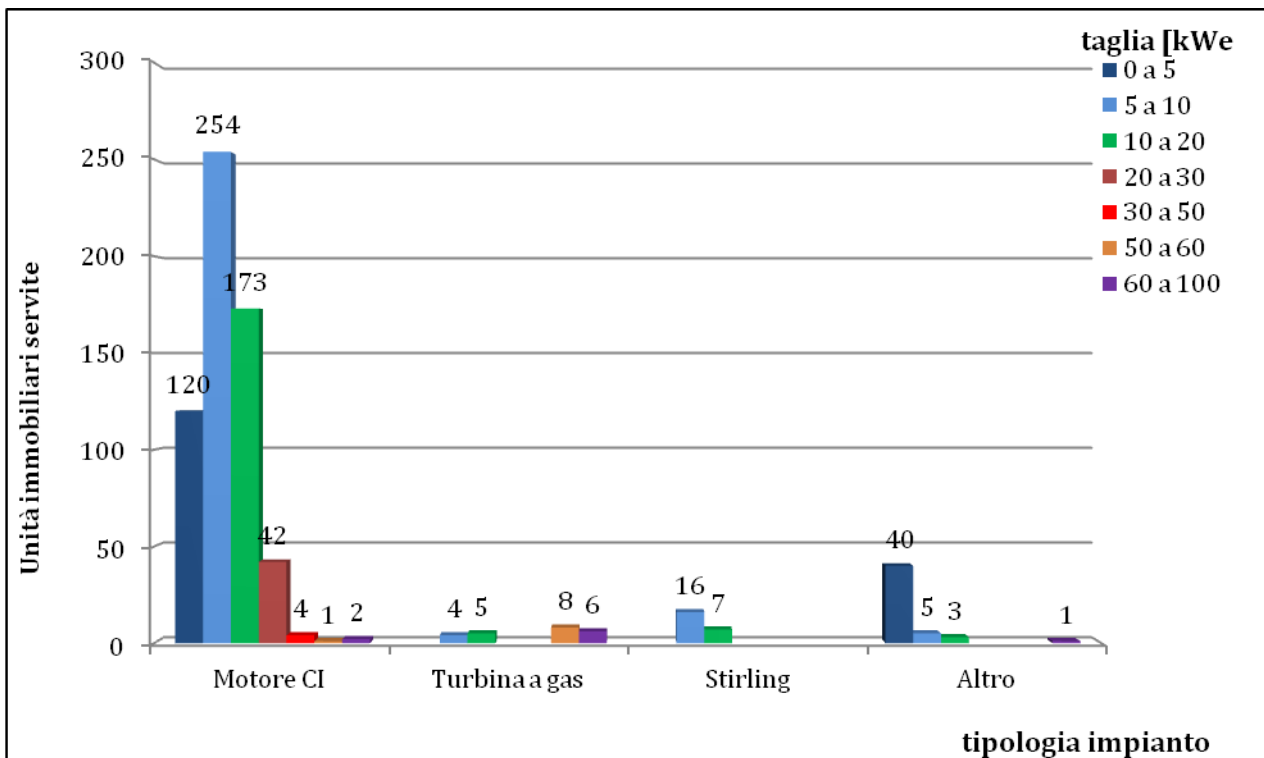


Figura 5. Unità immobiliari in Emilia-Romagna servite da microgeneratori distinti per tipologia e taglia.

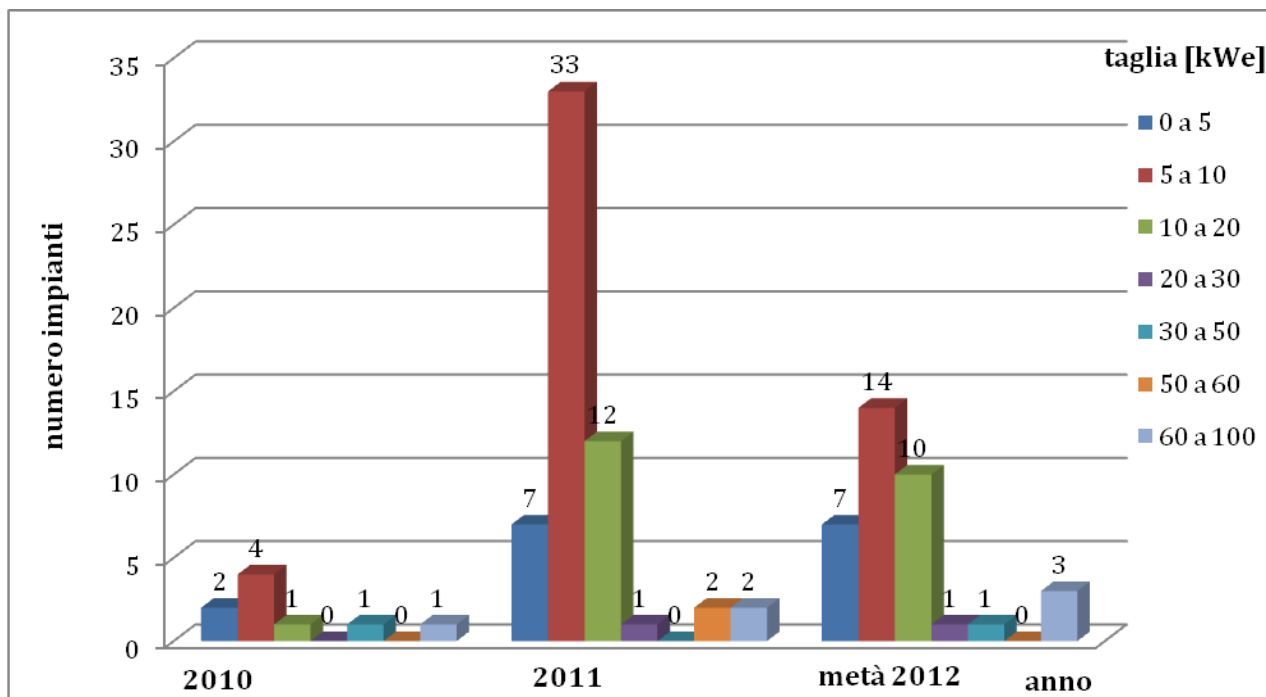


Figura 6. Impianti attivi in Emilia-Romagna distinti per anno di attivazione e taglia.

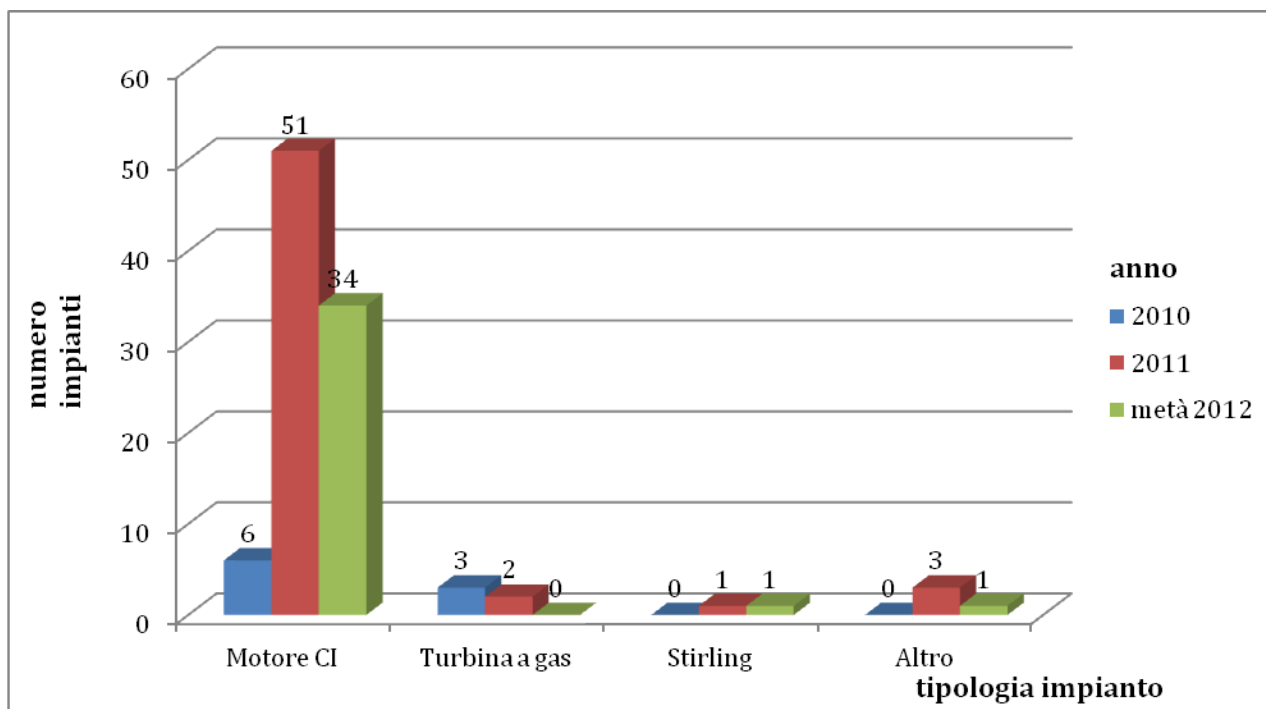


Figura 7. Impianti attivi in Emilia-Romagna distinti per anno di attivazione e tipologia.

Sta nascendo anche l'interesse verso impianti di microgenerazione alimentati a biogas, grazie all'interessamento di Coldiretti e alla spinta della forte incentivazione rappresentata dalla tariffa omnicomprensiva¹⁹.

Si lamenta una mancanza di cultura e conoscenza da parte di installatori e progettisti, che porta spesso a un primo contatto direttamente con i clienti finali interessati. Un tale approccio, del tutto

¹⁹ Almeno fino all'entrata in vigore del D.M. 6 luglio 2012 che ridefinisce le regole per l'incentivazione e l'entità degli incentivi.

naturale per applicazioni di media e piccola taglia, risulta poco conveniente per macchine di piccola taglia. Una conferma della necessità di aggiornamento e formazione degli installatori viene dalle richieste a produttori e distributori di microcogeneratori di seminari di formazione e audit energetici e studi di fattibilità preliminari per questo tipo di applicazioni.

Il fotovoltaico ha avuto una fortissima espansione negli ultimi anni, grazie alla semplicità e al forte incentivo. Un operatore ha notato che alcuni soggetti attivi nel fotovoltaico stanno iniziando a guardare anche alla cogenerazione per diversificare e ampliare l'offerta per i potenziali clienti. Considerata la riduzione degli incentivi operata dal D.M. 5 luglio 2012 questa tendenza a sostituire parte del business sul fotovoltaico con applicazioni legate all'efficienza energetica negli usi finali in generale e alla cogenerazione in particolare potrebbe rappresentare una buona leva per la diffusione di queste applicazioni. La cogenerazione si presenta come un naturale ponte fra la semplice generazione elettrica e gli interventi mirati alla riduzione dei consumi finali. Chiaramente passare dall'interesse all'applicazione pratica richiede l'assimilazione di conoscenze e competenze decisamente importanti, per cui diventa fondamentale la presenza di corsi di formazione e aggiornamento adeguati.

La barriera maggiore alla diffusione della microcogenerazione è la complicazione delle pratiche burocratiche. Queste risultano spropositate sia in riferimento alla costruzione – le pratiche per le macchine più piccole, assimilabili come dimensioni a quelle di una lavatrice, dovrebbero richiedere poche ore per la compilazione e non i 3-8 mesi tipici lamentati dagli operatori –, sia per la successiva gestione degli impianti, che richiede l'interessamento di operatori del settore quali venditori di energia, distributori di gas o ESCO in quanto poco adatta a un normale utente finale. I diversi soggetti sono però poco interessati a singoli interventi di microcogenerazione, in quanto i margini sono bassi sul singolo intervento, date le limitate quantità di energia prodotta. Il successo della tecnologia nel futuro dipenderà dalla capacità di creare una massa critica capace di ridurre i costi di gestione burocratici e tecnologici²⁰.

La possibilità di sostituire negli edifici le rinnovabili con la cogenerazione con determinati requisiti è un incentivo a costo nullo per la collettività, che si sta dimostrando particolarmente efficace, rispetto ad altri strumenti d'incentivazione nazionali.

Quadro legislativo

Il quadro legislativo e normativo attualmente in vigore, nonostante i proclami sulla semplificazione, è quello degli impianti di taglia maggiore, dal punto di vista della fiscalità, degli incentivi e delle emissioni. Per le emissioni i limiti sono gli stessi, peraltro non particolarmente bassi, degli impianti

²⁰ Anche la manutenzione sulle micro macchine tende ad assumere valori proibitivi, in quanto il costo della manodopera finisce per incidere più dei componenti e dei consumabili.

di piccola cogenerazione. Sono presenti anche vincoli a livello regionale, uno diverso dall'altro, alcuni dei quali piuttosto restrittivi²¹. Anche per gli incentivi non vi è differenza tra piccola e microcogenerazione e la fiscalità mette sullo stesso piano la micro e le centrali termoelettriche cogenerative da centinaia di MW.

La fiscalità e il riconoscimento della cogenerazione da parte del GSE richiedono nella maggior parte dei casi l'installazione di contatori tarati e certificati che possono arrivare a oltre 1.000 euro di costo, per non parlare dell'interfaccia di rete, necessaria per la connessione, che può avere un costo più che doppio. Soprattutto per le macchine più piccole da 1 kW a 20 kW l'incidenza di questi valori è molto elevata. Oltre ai costi c'è il problema degli adempimenti ricorrenti, dall'annotazione periodica sul registro di officina, se non si sceglie l'abbonamento alle accise, alla taratura del contatore elettrico ogni tre anni, al pagamento periodico delle accise, al riconoscimento ex-post della cogenerazione da parte del GSE e il rilascio dei certificati bianchi.

Il quadro, oltre a essere complesso e non particolarmente favorevole per la microcogenerazione, è anche piuttosto mutevole. Quello che è considerato il principale driver per le applicazioni in ambito civile, ovvero il passaggio di una parte del gas naturale utilizzato a fiscalità ridotta, aveva subito modifiche sostanziali con la nota dell'Agenzia delle Dogane del 5 settembre 2011, che avevano reso non convenienti la maggioranza degli impianti cogenerativi in ambito civile. La legge 44/2012 ha ristabilito lo spirito originario del passaggio di fiscalità, alzando però il rendimento di riferimento per tutti gli impianti allo stesso modo, senza tenere in considerazione la minore efficienza delle attuali macchine presenti sul mercato della microcogenerazione.

Gli incentivi dei certificati bianchi sono troppo complessi per impianti piccolissimi, ai quali vengono riconosciuti poche centinaia di euro all'anno, che però richiedono pratiche annuali non alla portata dell'utente finale medio.

La misura microcogenerazione del fondo Kyoto ha destato interesse negli operatori, ma pochi hanno poi presentato domande.

Anche la connessione alla rete, benché teoricamente semplificata quando si ha già una connessione in prelievo di potenza pari o superiore, si rivela in molti casi estenuante.

Nel caso specifico dei condomini, l'impossibilità di poter vendere l'energia elettrica direttamente ai condomini peggiora nettamente i conti economici degli studi di fattibilità, limitando la diffusione della microcogenerazione.

Un quadro normativo stabile permetterebbe all'industria italiana, che non dimentichiamolo è molto forte sui motori endotermici, di investire. Fra gli aspetti più importanti per la microcogenerazione segnaliamo regole semplici (non per questo non rigorose) e la possibilità nel caso dei condomini di considerare i singoli condomini come facenti parte di un unico Sistema efficiente di utenza (reti 1-n).

²¹ il che tende ad alimentare la confusione, ma è un effetto inevitabile, e per certi versi auspicabile, della sussidiarietà.

Prospettive

Le direttive europee su rinnovabili e certificazione energetica dell'edilizia potrebbero stimolare il mercato delle pompe di calore elettriche, per aumentare la percentuale delle rinnovabili termiche nella copertura dei fabbisogni termici degli edifici. L'accordo raggiunto sulla direttiva sull'efficienza energetica EED non è particolarmente favorevole alla microcogenerazione.

In uno scenario di maggior diffusione delle pompe di calore elettriche però, la microcogenerazione potrebbe avere una funzione di regolazione decentrata in presenza di dispositivi adeguati [9].

L'inclusione della microcogenerazione ad elevata efficienza nel recepimento della direttiva 2010/31/CE sulla certificazione energetica dell'edilizia, consentirebbe efficienza negli edifici esistenti e un'apertura del mercato.

Molti produttori e distributori di microcogeneratori offrono già vari servizi aggiuntivi come studi di fattibilità, manutenzione full service, etc. Il mercato sta evolvendo, non si venderà solo il cogeneratore, ma il servizio integrale, unica strategia possibile per macchine di questa taglia, sicuramente meno semplici da gestire di una caldaia.

Per uno sviluppo importante molto dipenderà da regole idonee (vedi esempio DGR 1366/2011 della Regione Emilia-Romagna) e semplici da applicare, ma anche dall'interessamento di soggetti importanti, quali potrebbero essere gli attori della filiera del gas, che nella microcogenerazione e nella cogenerazione in generale potrebbero trovare un alleato per mantenere posizioni di mercato nel settore residenziale, sempre più insidiato da applicazioni elettriche (e.g. pompe di calore).

CONSIDERAZIONI SU DIMENSIONAMENTO, PERFORMANCE ECONOMICHE E GESTIONE

Barriere alla diffusione della microcogenerazione

Le barriere alla diffusione capillare della microcogenerazione sono raggruppabili in quattro aree, con aspetti sia tecnici, sia economico/finanziari, sia di rapporti colle amministrazioni, che infine organizzativi:

- 1- Carenze dell'offerta.
- 2- Confronto delle efficienze con gli impianti sostituiti.
- 3- Confronto globale dei costi e dei vantaggi.
- 4- Difficoltà di raggiungere alti fattori di carico.

Carenze dell'offerta

La realizzazione positiva di un impianto di microcogenerazione richiede che vengano svolte una serie complessa di operazioni che vanno ben al di là del puro acquisto dell'apparecchio. Il processo di acquisizione risulta quindi ben diverso da un nuovo elettrodomestico, per ingombrante che sia. Il mercato potenziale per la microcogenerazione (condomini, ristoranti, piccole strutture ricettive, strutture assistenziali, piscine, etc.) si caratterizza per la mancanza di strutture tecnologiche di gestione, scarsa o nulla conoscenza dei propri bisogni energetici, scarsa abitudine a gestire impianti complessi. È allora necessario che sia l'offerta a farsi carico, almeno nelle fasi della dimostrazione e della prima diffusione, di tutte le necessità, anche per proteggere la tecnologia dalle infauste proposte di velleitari entusiasti.

Si richiamano rapidamente i vari temi che vanno affrontati, rinviando per maggiori dettagli ai siti web specifici, e si sintetizzano di seguito le varie procedure. Dal punto di vista delle autorizzazioni la responsabilità è affidata ai Comuni. A seguito del D.M. 13 luglio 2011 di semplificazione di varie procedure, è sufficiente una DIA/SCIA e i cogeneratori possono essere installati nello stesso locale dove si trova l'impianto di generazione di calore. Gli impianti di potenza inferiore ai 25 kW, marcati CE, possono essere installati seguendo le prescrizione del fornitore, senza visita preventiva dei vigili del fuoco, per emissioni, rumore ed antincendio.

Per dimensionare l'apparecchiatura occorre un'analisi dei consumi passati e previsti, in sintesi un audit o diagnosi energetica. In questo caso, dipendendo la validità dell'investimento da quanto si recuperano e valorizzano al meglio elettricità e calore prodotti, la diagnosi deve necessariamente prendere in considerazione l'andamento orario dei consumi e le possibili variazioni strutturali degli stessi nel futuro prossimo²².

²² Altrimenti l'audit risulterebbe poco affidabile. È opportuno sottolineare che in questo caso è particolarmente indicata la realizzazione di eventuali interventi di efficientamento negli usi finali a monte dell'installazione del cogeneratore.

Per poter scambiare l'elettricità colla rete occorre da una parte essere riconosciuti come officina elettrica presso le sedi provinciali dell'Agenzia delle Dogane dopo aver installato e fatto sigillare gli appositi contatori fiscali, iniziando a tenere le letture, le trascrizioni e le comunicazioni per il pagamento dell'imposta di consumo, dall'altra avviare la pratica col distributore elettrico per installare gli specifici dispositivi di sicurezza, dopo aver realizzato le eventuali opere integrative per il collegamento alla rete, e attivarsi col GSE per il ritiro dedicato o lo scambio sul posto e col proprio fornitore di gas naturale per la defiscalizzazione parziale dell'accisa del gas.

Per l'utilizzo del calore occorre collegarsi all'impianto termico, installare un serbatoio di accumulo se non già esistente, intervenire per abbassare la temperatura dell'acqua che dall'impianto ritorna al cogeneratore se è prevista la condensazione dei fumi, installare una strumentazione che regoli le priorità di funzionamento fra cogeneratore, accumulo e la preesistente caldaia che rimarrà con funzione d'integrazione. Il potenziale utilizzatore ha quindi bisogno di un'offerta che integri nell'hardware, a seconda delle situazioni e del contesto, le seguenti prestazioni, con esclusione del tema del finanziamento:

- 1- la diagnosi ed il progetto economico, elettrico, termico, opere civili e strumentazione;
- 2- le pratiche autorizzative e fiscali;
- 3- le pratiche con il distributore dell'elettricità e il venditore del gas;
- 4- l'installazione, l'integrazione coll'esistente, la strumentazione del sistema integrato;
- 5- l'assistenza per la prima messa in marcia e gli eventuali adattamenti;
- 6- la formazione dell'utente alla gestione ottimale ed alla manutenzione generale;
- 7- la manutenzione straordinaria e le revisioni periodiche.

Da questo sintetico elenco risulta che l'offerta di una applicazione di microcogenerazione ha bisogno di uno spettro di competenze molto integrato e diversificato, anche perché non può contare in genere nel fatto che il richiedente abbia sue capacità tecnico/progettuali e che si responsabilizzi nella domanda con sue specifiche. Queste competenze non fanno usualmente parte del corredo dell'impresa manifatturiera che sviluppa la macchina di cogenerazione (sia essa un motore a combustione interna, un motore Stirling o una cella a combustibile), esse sommano quelle tipiche delle attività di ingegneria per la progettazione e l'impiantistica con quelle tipiche della attività di servizi energetici territoriali con un'approfondita conoscenza sia del comportamento del personale delle istituzioni locali, sia delle necessità e di bisogni degli utenti di ogni specifico settore di attività. Idealmente queste sono le competenze di una società di servizi energetici che sia ben radicata nel territorio e nel settore di utenza.

Nella fase attuale le ESCO operano prevalentemente per taglie di potenza più elevata e non dispongono di strutture per interventi diffusi anche se potenzialmente ripetitivi. Le società che producono i microcogeneratori operano attraverso loro strutture impiantistiche, selezionando le aree geografiche e di utenza ove operare, realizzano prime dimostrazioni, forzatamente molto

costose, anche perché manca la massa critica – nei rapporti con le istituzioni, cogli operatori delle reti e cogli utenti – per far decollare la tecnologia.

Confronto sulle efficienze rispetto agli impianti sostituiti

Il confronto fra le efficienze di conversione in energia elettrica ed energia termica del potere calorifico dei combustibili impiegati negli impianti di microgenerazione, con le efficienze di conversione degli impianti sostituiti, richiede di verificare alcune condizioni di comparabilità, per non essere del tutto artificiale, indicando precisamente i riferimenti degli impianti sostituiti.

L'elettricità prodotta localmente ha pari funzioni di quella prelevata dalla rete. Se gli impianti di generazione fossero tutti uguali ed usassero tutti lo stesso combustibile, sarebbe facile conoscere il consumo di fonte primaria associato; aggiungendo le perdite di rete (4-9% passando dalla media alla bassa tensione) si avrebbe il consumo associato al kWh sostituito. Il parco di generazione italiano è però molto diversificato, il ruolo delle varie fonti primarie e dei relativi impianti cambia secondo l'ora del giorno, la stagione dell'anno e la regione di consumo: ci sono impianti con priorità al dispacciamento (fonti rinnovabili, rifiuti, cogenerazione), per gli altri vale l'ordine di merito economico, altri, infine, possono entrare in esercizio perché la loro capacità di subire rapide variazioni di carico è richiesta per la stabilità della rete stessa (must run). In questo periodo di transizione la ricerca del kWh elettrico marginale darebbe risultati molto dipendenti dal momento del giorno: in un pomeriggio domenicale estivo, ad esempio, il sostituito potrebbe anche essere fotovoltaico, cui associare un consumo nullo di fonte primaria fossile.

Nei confronti sui rendimenti elettrici col parco centralizzato si ricorre ai valori medi annui. Negli anni 90 il consumo di riferimento era di 2.200 kCal/kWh_e, pari al 39%; oggi il parco è migliorato per i tanti cicli combinati e l'AEEG, per i calcoli per i certificati bianchi, tipicamente pensati per un utente in bassa tensione, assume il valore di 1.860 kCal/kWh_e, pari al 46%. Valori così alti del rendimento – che peraltro vengono presi come confronto anche nella determinazione del PES e della CAR, mentre con le regole precedenti si teneva conto della taglia dell'impianto – tendono a fare maggiore selezione sulla cogenerazione distribuita, alzando l'asticella delle performance necessarie per garantire un risparmio in fonti primarie.

Passando alla produzione di energia termica la questione si fa ancora più complessa, perché si tratta di scegliere la baseline più corretta: si considera la caldaia preesistente divenuta d'integrazione (abbassandosi il fattore di carico anche il rendimento calerà), il rendimento richiesto dalle norme, la caldaia più efficiente disponibile o infine la tecnologia più efficiente disponibile? Per semplificare si possono eliminare le variazioni legate alla scelta di differenti combustibili e riferirsi esclusivamente all'impiego di gas naturale, il combustibile più usato sia per generare elettricità che per generare calore, più difficile è ignorare l'effetto della regolarità del carico dal quale dipende il rendimento stagionale. Su queste considerazioni si può ipotizzare che:

- la caldaia d'integrazione abbia un rendimento attorno all'85%;

- la caldaia più efficiente, a condensazione, abbia un rendimento attorno al 95% se è richiesta una temperatura dell'acqua di ritorno sui 60°C ed invece ne abbia uno attorno al 100% se è richiesta una temperatura attorno ai 35°C;
- una pompa di calore a gas abbia un rendimento attorno al 140% con temperature di mandata fino ai 65°C e una pompa di calore elettrica possa andare dal 135% al 185% a seconda del mezzo di scambio²³.

Appare evidente come la crescita della diffusione delle pompe di calore possa avere sugli usi termici un effetto dirompente alla pari dei cicli combinati. Nel contesto italiano attuale, col gas naturale combustibile principale per il quale il Paese potrebbe svolgere la funzione di hub europeo per le forniture dal sud, con il parco di cicli combinati sovrabbondante, sostituire le caldaie da riscaldamento con pompe di calore elettriche potrebbe ridurre i consumi di gas per il riscaldamento del 30-40%.

Analizzando invece i sistemi di microcogenerazione, almeno per i sistemi commercializzati nel nostro Paese, in attesa che dopo decenni di ricerca e sviluppo le celle a combustibile superino la fase delle dimostrazioni, gli ultimi anni non hanno visto miglioramenti marcati delle prestazioni. I rendimenti elettrici sono attorno al 15-30%, in funzione della tecnologia, e quelli termici inferiori al 50-70%, per cui solo prendendo a riferimento il rendimento della caldaie tradizionali il loro impiego garantisce una riduzione dei consumi di fonte primaria fossile²⁴. Se come riferimento fosse preso l'impiego delle pompe di calore, in una logica di promozione delle BAT (Best Available Techniques) poche proposte di cogenerazione nel settore civile, anche per taglie medie e grandi, supererebbero l'esame se alimentate da combustibili fossili.

Da questo quadro appare chiaro come per la microcogenerazione la possibilità di diffondersi rapidamente alle attuali condizioni al contorno sia essenziale, in quanto il confronto per il PES avviene giustamente sulle caldaie tradizionali, che rappresentano la baseline dell'esistente. Nel tempo è invece probabile che la diffusione di caldaie a condensazione e pompe di calore renda più difficile garantire un risparmio in fonti primarie sufficiente non solo a essere classificati CAR, ma anche a promuovere le micromacchine.

Per garantire un futuro radioso alla microcogenerazione è dunque importante investire in ricerca e sviluppo al fine di migliorare i rendimenti delle macchine più piccole. Se le celle a combustibile

²³ Se si usa una pompa di calore elettrica, raffreddata dall'aria esterna, si può puntare ad un COP medio di 3 con un'efficienza nell'utilizzo della fonte primaria di $0,46 \times 3 = 138\%$, se la pompa è collegata ad acqua di falda, per una temperatura di mandata di 35-45°C, si può puntare ad un COP di almeno 4 per la pompa, con una efficienza globale di $0,46 \times 4 = 186\%$.

²⁴ Un motore con rendimento elettrico del 25% e rendimento termico del 55% – entrambi considerati medi annui – avrebbe un rendimento termico equivalente pari a $25/0,46 \times 0,85 + 55 = 101\%$. Con i motori a basso rendimento elettrico come gli Stirling si scende intorno al 95%. Le taglie sopra i 20 kW_e, in virtù dei maggiori rendimenti, sono in grado di competere con le caldaie anche a condensazione.

diventassero una realtà commerciale potrebbero rappresentare una vera svolta per le applicazioni da pochi kW elettrici.

Non vanno trascurate altre due possibilità:

- la cogenerazione alimentata da combustibili rinnovabili;
- l'accoppiamento fra cogenerazione e pompe di calore elettriche.

Nel primo caso si risparmia integralmente l'energia primaria associata alla generazione separata, sia essa da caldaia o da pompa di calore. La microcogenerazione alimentata a biogas o biomasse può dunque rappresentare sempre una soluzione vincente ed efficiente, purché si riesca a garantire la disponibilità di combustibile a prezzi concorrenziali.

Nel secondo caso si possono sfruttare i benefici derivanti dall'integrazione delle due tecnologie laddove la domanda termica, soprattutto se abbinata al raffrescamento, sia importante e i costi dell'energia elettrica elevati (come nel residenziale).

Benefici per il singolo

L'installazione di un impianto di microcogenerazione richiede notevoli risorse sia di tempo che finanziarie. Il percorso per le autorizzazioni, per l'accordo con i vari attori prima elencati, per l'analisi dei consumi e dell'impianto preesistente richiede parecchi mesi, sia pur con impegno molto parziale, per una persona che sia già addentro alle questioni.

Per avere un buon fattore di carico l'impianto è dimensionato per una potenza termica pari ad una frazione del fabbisogno di punta (circa il 10-15% nelle applicazioni residenziali, in genere di più nelle applicazioni nel terziario), la caldaia di integrazione quindi non si riduce di dimensioni, i due apparecchi è bene stiano nello stesso locale, se questo non è possibile possono nascere problemi di spazio e di opere civili per l'alloggiamento, gli scarichi e gli attraversamenti delle tubazioni e dei cablaggi.

La prima messa in marcia e la messa a punto della strumentazione e della logica di gestione sono l'occasione per la formazione di chi dovrà seguire l'esercizio e curare la manutenzione ordinaria e di chi dovrà seguire la contabilità con il venditore del gas, il grossista/GSE per l'elettricità ed il fisco. Queste pratiche sono di routine se l'utenza è un'impresa del terziario o un'amministrazione, costituiscono invece un aggravio per una residenza. In particolare va curata la gestione delle bollette del gas, facendosi emettere fatture con l'accisa già ridotta per evitare sia le attese per i rimborsi, sia che l'utente non titolare di partita IVA non possa recuperare quella pagata sull'accisa. Quelle elencate sono tutte spese fisse, da aggiungere alla fornitura, sostanzialmente indipendenti dalla potenza, per cui pesano molto per le taglie più ridotte.

L'esercizio dell'impianto di microcogenerazione genera utili diretti al proprietario e potenziali benefici per l'intero sistema energetico nazionale. Dall'analisi sul confronto dei rendimenti si deduce che i benefici non possono derivare esclusivamente dal minore consumo di fonti primarie.

Essi sono infatti legati al fatto di divenire autoproduttore/autoconsumatore di elettricità (oltre che di calore), quindi non dipendono solo dalla tecnologia, ma soprattutto dalla struttura delle tariffe attraverso le quali il proprietario evolve dall'acquisto al prezzo di mercato al consumo al costo di produzione, potenzialmente inferiore. I valori numerici dei benefici sono diversi da caso a caso, sia per la struttura delle tariffe che per la diversa fiscalità.

Relativamente all'acquisto di gas naturale le accise applicate variano in funzione dell'uso²⁵:

- usi elettrici, circa 0,0004 c€/m³, ulteriormente ridotta al 30% sulla quantità autoconsumata;
- usi termici nell'industria e negli usi assimilati, circa 1,2 c€/m³;
- usi termici nel settore civile, circa 18 c€/m³.

È evidente la forte differenza esistente nei diversi casi. Nella definizione dell'accisa da applicare alla cogenerazione la legge non ha considerato, come pure era possibile, tale soluzione come una generazione elettrica virtuosa, cui applicare interamente l'accisa elettrica²⁶.

²⁵ I valori variano in funzione della Regione e delle quantità consumate, per cui si sono inseriti dei dati medi. Per un quadro di dettaglio si può fare riferimento al Rapporto annuale dell'AEEG, di cui si riporta qui il quadro di riferimento per il 2012 (www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/12/12.htm).

²⁶ Sarebbe stata una scelta in linea con i benefici energetici e ambientali apportati dalla cogenerazione, ma avrebbe comportato una perdita di accisa netta sugli usi termici sostituiti, aspetto che evidentemente ha influito sulla decisione.

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	Fascia di consumo annuo	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna						
Toscana	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
- territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
- altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise						
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	2,58200	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	21	21	10 ^(C)	10 ^(C)

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2012;
c€/m³ per le accise e aliquote
percentuali per l'IVA

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale.

Hanno disapplicato l'addizionale anche la Regione Lombardia dal 2002 (L.R. 18/12/2001, n.27) e la Regione Basilicata dal 2008 (L.R. 28/12/2007, n. 28).

L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano inoltre ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti ed alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione dalle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 21%.

Figura 8. Quadro delle imposte sul gas per usi termici. Fonte: Relazione annuale AEEG, 2012.

Ha invece prevalso un approccio intermedio fra il riconoscimento degli usi elettrici e di quelli termici. Per ogni kWh elettrico prodotto vengono sottoposti ad accisa per usi elettrici 0,22 m³ di gas naturale, corrispondenti a un rendimento elettrico di circa il 47%. Pertanto un cogeneratore con rendimento elettrico superiore al 47% gode dell'accisa elettrica su tutto il gas consumato, mentre al di sotto di tale soglia cresce progressivamente la parte sottoposta ad accisa usi termici.

Considerati i rendimenti elettrici tipici dei microgeneratori, la percentuale di gas che usufruisce dell'accisa usi per generazione elettrica varia più o meno dal 30% al 50%²⁷.

Rendimento elettrico	Consumo specifico m ³ /kWh _e	Consumo specifico kWh _e /m ³	m ³ scontati %	accisa gas CHP settore civile €/MWh _e	accisa gas CHP settore industriale €/MWh _e
15%	0,69	1,44	32	85,46	6,25
16%	0,65	1,54	34	77,65	5,69
17%	0,61	1,63	36	70,76	5,19
18%	0,58	1,73	38	64,63	4,75
19%	0,55	1,82	40	59,15	4,35
20%	0,52	1,92	42	54,22	4,00
21%	0,50	2,02	44	49,75	3,68
22%	0,47	2,11	46	45,70	3,38
23%	0,45	2,21	49	41,99	3,11
24%	0,43	2,30	51	38,60	2,87
25%	0,42	2,40	53	35,47	2,64
26%	0,40	2,50	55	32,59	2,44
27%	0,39	2,59	57	29,92	2,24
28%	0,37	2,69	59	27,44	2,06
29%	0,36	2,78	61	25,13	1,90
30%	0,35	2,88	63	22,97	1,74

Tabella 2. Valori dell'accisa sul gas in €/MWh_e in funzione del rendimento del microgeneratore.

Il meccanismo dello scambio sul posto è un incentivo interessante per le applicazioni di piccola taglia sotto i 200 kW_e, in quanto consente di dimensionare la macchina sul carico termico, lasciando alla rete il ruolo di accumulatore virtuale per la parte elettrica. Il valore economico si aggira intorno ai 10 €/MWh_e.

Benefici per la collettività

La valutazione dei benefici per la collettività è molto più complessa e anche più dubbia. La riduzione del consumo della fonte primaria, gas naturale, molto evidente decenni fa, ha perso importanza per il miglioramento del parco centralizzato e le limitate prestazioni delle macchine di microgenerazione sul mercato. La diffusione dell'autoproduzione, sfruttando la capacità della rete gas, riduce il carico sulla rete elettrica delle aree urbane sovraccaricate dell'espansione dei condizionatori, ove peraltro è limitata la presenza di generatori fotovoltaici, ma si deve osservare che in linea generale i cogeneratori funzionano d'inverno più che d'estate, con un impatto sul carico di base e non sui picchi di assorbimento.

Certamente una capacità disponibile di generazione elettrica distribuita, supportata dalla rete del gas, permetterebbe una molteplicità di apparecchiature in alternativa (caldaia, cogeneratore,

²⁷ Se il gas fosse tassato integralmente ad accisa industriale o civile si avrebbe un costo maggiore rispettivamente di circa 3 €/MWh_e e 40 €/MWh_e.

pompa di calore elettrica alimentata in cogenerazione) sia per l'inverno, sia per l'estate (solare termico o gas per l'assorbitore, fotovoltaico con accumulo elettrico per comando del condizionatore o con accumulo di ghiaccio) con più flessibilità, maggior sicurezza di rifornimento delle fonti fossili e potenziale migliore integrazione delle fonti rinnovabili. Per raggiungere questi risultati i cogeneratori andrebbero gestiti con logiche guidate dalla rete, che possono non coincidere né con quelle proprie del singolo utente, né con quelle trasmesse dalla struttura delle tariffe.

Si deve osservare però che a tutt'oggi nulla si muove in questa direzione. Il dispacciamento di Terna riguarda solo gli impianti di potenza superiore a 10 MVA. Decine di migliaia di impianti da fonti rinnovabili o di cogenerazione, collegati alle reti dei distributori, hanno avuto la priorità al dispacciamento senza nessuna struttura incaricata di prevedere e gestire i problemi che verranno. Né le tariffe gas né le tariffe elettriche promuovono impieghi integrati²⁸. Sono stati installati decine di milioni di contatori elettrici intelligenti, ma essi sono funzionali solo al distributore; l'utente/cliente non è stato informato di nulla e non ha nessuna ripetizione del segnale in casa, in tutte quelle abitazioni ove il contatore è posto in cantina, nell'atrio o sul muro di confine. Un'analisi dei possibili rapporti di integrazione o di alternativa fra rete gas e rete elettrica è contenuta in **Errore.**

Riferimento a collegamento ipertestuale non valido.[7]. Se si vuole promuovere la diffusione della microgenerazione assicurando i benefici per il sistema occorre rispondere a questo tipo di problematiche, mettendo in piedi progetti pilota mirati a una reale integrazione con le smart grid e il mercato elettrico e del gas.

Nelle analisi europee si dà molta rilevanza al tema della microgenerazione distribuita, come possibile contributo alla domanda di nuova capacità di generazione per sostituire impianti obsoleti e non più ambientalmente accettabili. Non è questo il caso dell'Italia, che si trova in sovracapacità di generazione: sono attivi impianti termoelettrici per 75.000 MW mentre la domanda per questi impianti è dell'ordine di 35-45.000 MW, inoltre vi è una maggioranza di impianti efficienti – 40.000 MW di cicli combinati – quindi un parco medio più efficiente di quello dei Paesi vicini, pur se importiamo da essi per motivi economici, dipendenti dai differenti prezzi del gas e dalla composizione del mix produttivo.

Nel complesso l'unico beneficio per la collettività quantificabile è la riduzione dei consumi di fonte primaria – e su di esso è basato il sistema di incentivazione in atto basato sul PES o Primary Energy Saving – e delle emissioni di gas serra. Va però notato che questi benefici si riducono notevolmente al diminuire del rendimento elettrico, fino a diventare molto limitate per alcune soluzioni tecnologiche. Ciò è testimoniato dalla campagna di misura condotta nell'ultimo decennio dal Carbon Trust britannico su una serie di microcogeneratori installati presso utenze reali e monitorati in continuo. La **Figura 9** evidenzia come le macchine di taglia intorno al kW elettrico

²⁸ In Francia, dove EDF e GDF sono pubbliche come in Italia erano ENEL ed ENI, è una sola struttura, con i due simboli del logo accoppiati, che opera per servizio agli utenti. Ciò consente di gestire al meglio applicazioni come la cogenerazione che riguardano entrambi i vettori energetici (elettricità e gas naturale).

installate presso utenze residenziali presentino un beneficio medio del 4%, positivo, ma non sufficiente a giustificare un particolare regime di sostegno. La figura mostra altresì che già sopra i 10 kW elettrici e con fattori di carico importanti le prestazioni si facciano più interessanti. L'attuale incentivo non premia purtroppo il fattore di carico nei micro impianti, per i quali contano i dati di targa per valutare il PES.

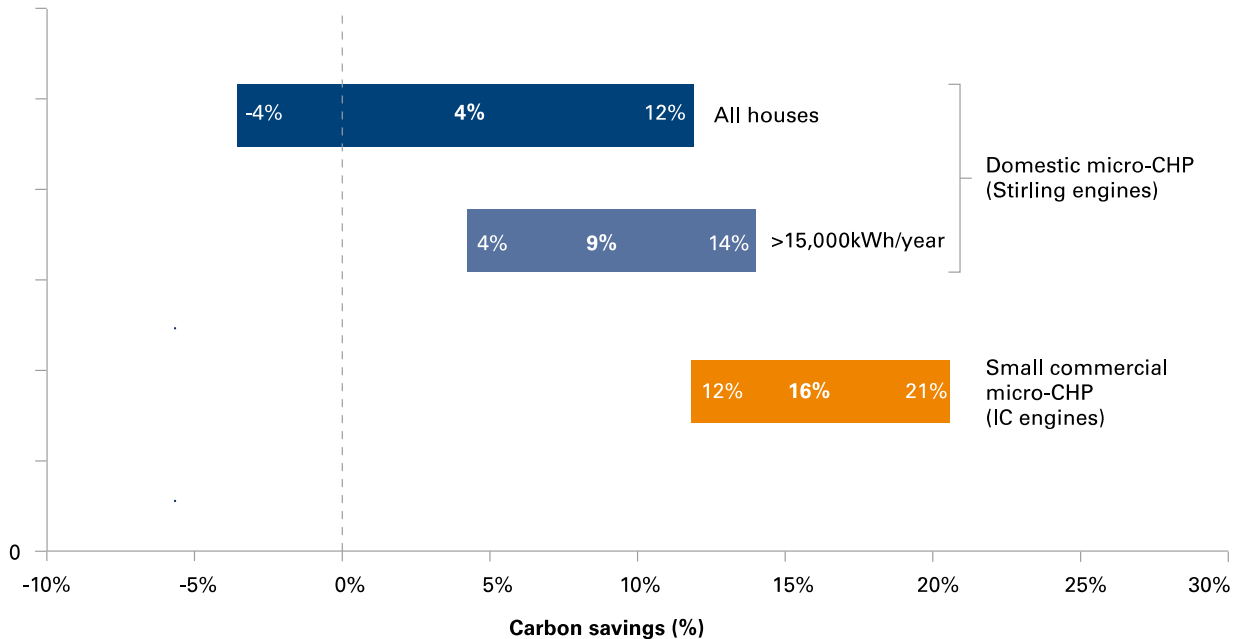


Figura 9. Riduzione delle emissioni di CO₂ per microgeneratori secondo studio Carbon Trust [8].

Difficoltà per raggiungere alti fattori di carico

L'esposizione dei punti precedenti ha presentato le tante motivazioni per le quali i costi specifici (€/kW) di un impianto di cogenerazione sono molto più elevati di quelli degli impianti dedicati ad una sola produzione. Nel contesto attuale, di sovraccapacità produttiva elettrica e di forte rilevanza nelle tariffe degli incentivi già assicurati per venti anni, non appare proponibile una forte incentivazione. Il beneficio economico derivante dai certificati bianchi associati al D.M. 5 settembre 2011 si attestano fra i 10 e i 15 €/MWh_e e dunque possono essere utili laddove i fondamentali di utilizzo delle macchine sono buoni.

La sola possibilità di un'economicità positiva nella scelta di realizzare un'applicazione di microcogenerazione è posta nel riuscire ad ottenere un alto fattore di carico, alla potenza nominale, senza dissipare né calore né elettricità. In linea generale occorre raggiungere almeno le 3.500-4.000 ore all'anno di funzionamento. Attualmente l'elettricità può essere autoconsumata/scambiata o, meno convenientemente, venduta alla rete²⁹. Quindi il primo vincolo

²⁹ La migliore valorizzazione economica si ha in caso di consumo diretto dell'energia elettrica prodotta in quanto il mancato acquisto vale almeno il doppio della cessione alla rete per le utenze residenziali. Lo scambio sul posto risulta utile soprattutto per le utenze residenziali, caratterizzate da un assorbimento molto variabile nel corso della giornata.

è quello dell'assorbimento del calore recuperato, ma non si può prescindere dalla parte elettrica con i fattori di carico in gioco.

Nel contesto italiano di clima fortemente variabile, con qualche decina di giorni all'anno di temperatura ai valori minimi e lunghi periodi soleggiati con forti variazioni fra giorno e notte, è molto difficile raggiungere per le esigenze del riscaldamento domestico le ore di esercizio sopra indicate. La stagione di riscaldamento dura attorno a 150-180 giorni, da inizio novembre a fine marzo, con code o anticipi secondo gli anni. Negli edifici dove si applica esclusivamente la gestione a ore si hanno così 1.500-2.000 ore di accensione dell'impianto. I consumi medi di combustibili per riscaldamento, acqua sanitaria e cucina per famiglia, secondo l'indagine Cresme 2010 e per le regioni settentrionali, sono indicati attorno a 1,2 tep. Togliendo 0,1 tep per l'uso di cucina – valore ragionevole – si hanno 1,1 tep. La tipica caldaia autonoma ha una potenza di 0,02 tep/ora per cui si può stimare una durata di accensione, alla potenza nominale, di circa 550 ore all'anno³⁰. Gli uffici e le scuole, chiusi il sabato e la domenica oltre che di notte, sono ancor meno interessanti. Da queste considerazioni si deduce che, nella fase attuale delle prime applicazioni esplorative, le applicazioni convenienti della microgenerazione non sono legate al riscaldamento degli ambienti residenziali (salvo produzione di acqua calda sanitaria), quanto ad utenze commerciali o sportive.

Queste considerazioni qualitative sono quantificate dalle esperienze delle reti di teleriscaldamento. Le figure **Figura 10**, **Figura 11** e **Figura 12** mostrano i diagrammi di carico di una rete di teleriscaldamento di una cittadina con gradi giorno pari a 2.500. Il primo diagramma è relativo a un giorno con temperature molto basse, il secondo ad un giorno con temperature intermedie e il terzo a un giorno estivo. Gli edifici italiani hanno in genere una massa notevole per evitare il surriscaldamento estivo per cui sarebbe possibile ridurre fortemente le variazioni di carico giornaliero con un'adeguata progettazione e gestione degli impianti; sono però pochissimi gli edifici programmati e strutturati per un funzionamento continuo.

Un disincentivo all'esercizio permanente è costituito anche dalle forti variazioni climatiche tra giorno e notte – nelle zone soleggiate anche 10-15°C – per cui per la stragrande maggioranza degli impianti si hanno così due picchi di carico, uno all'accensione mattutina e uno all'imbrunire; il carico notturno della rete è prevalentemente dovuto ad ospedali, ricoveri e utenze simili, oltre che alle perdite della rete stessa. I diagrammi riportati sono l'integrale dei diagrammi delle singole utenze che la rete serve, smussando i picchi, sia per la non contemporaneità delle varie domande,

³⁰ La rete del gas ha un suo naturale accumulo nelle tubazioni per cui gli utenti sono abituati a poter disporre di una potenza esuberante da utilizzare, "just on time", nel momento che si sente freddo o serve produrre acqua calda sanitaria. Per avere un alto fattore di carico in una abitazione residenziale occorre invece ridurre la potenza nominale ed installare un serbatoio di accumulo, come diffuso in varie zone dell'Europa centrale. Il dimensionamento del cogeneratore va dunque fatto con cura da operatori specializzati che sappiano tenere conto delle logiche di gestione completamente differenti dalle applicazioni tradizionali.

sia per l'accumulo costituito dalla rete stessa da cui massa d'acqua perde o acquista temperatura. Da questi diagrammi si può stimare una durata del servizio di 15-16 ore di accensione al giorno per un totale di $15 \cdot 150 = 250$ ore di accensione all'anno.

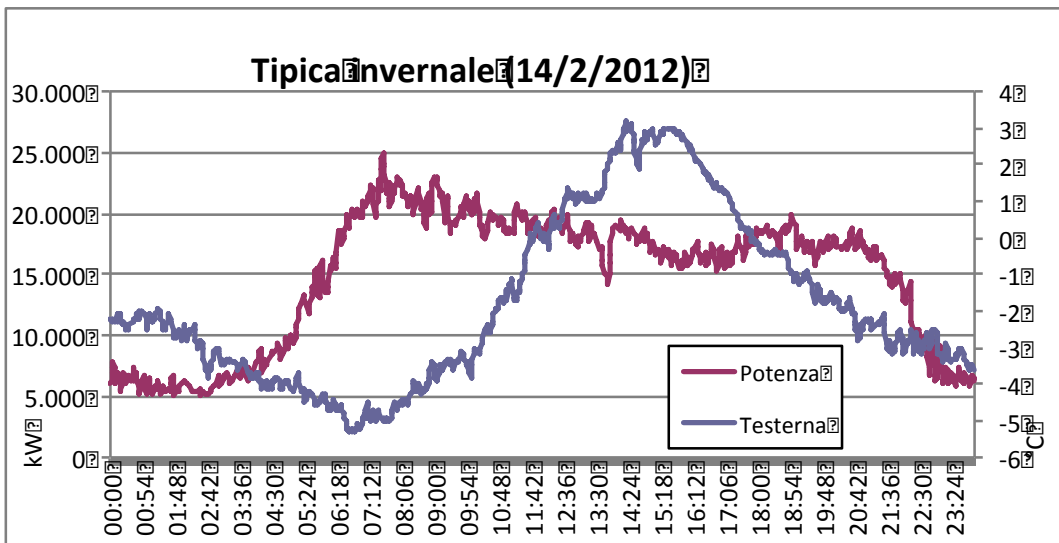


Figura 10 Potenza immessa nella rete di teleriscaldamento e temperatura esterna del 14/2/2012 (elaborazione FIRE da dati TCVVV)

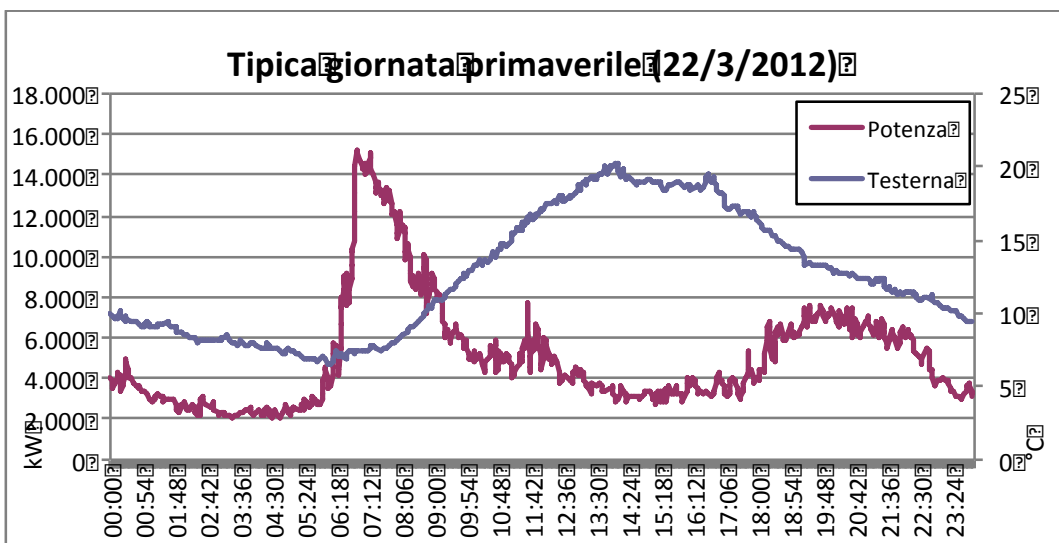


Figura 11 Potenza immessa nella rete di teleriscaldamento e temperatura esterna del 22/3/2012 (elaborazione FIRE da dati TCVVV)

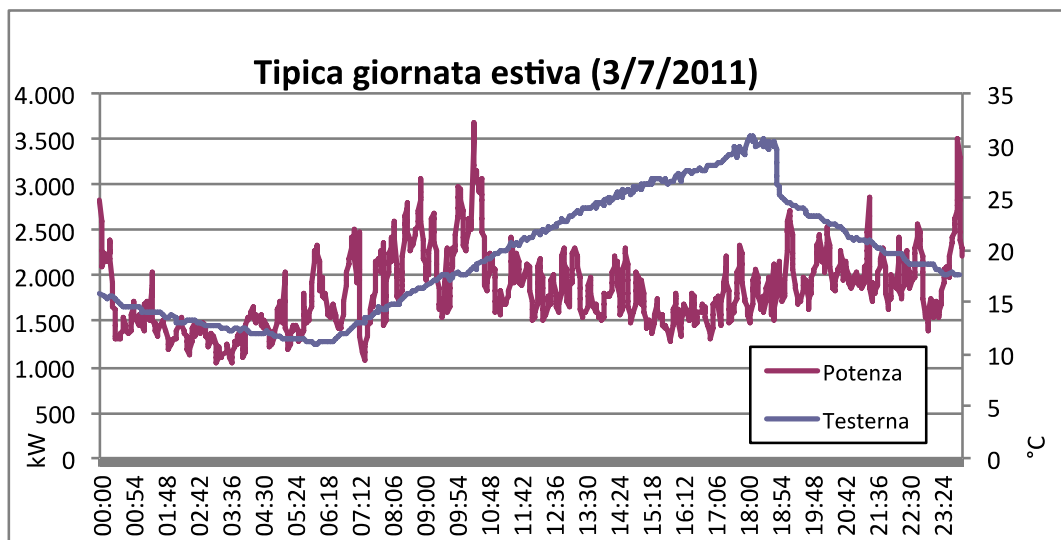


Figura 12 Potenza immessa nella rete di teleriscaldamento e temperatura esterna del 3/7/2011 (elaborazione FIRE da dati TCVVV)

Le applicazioni potenzialmente interessanti, con le tecnologie oggi già commerciali, sono quelle dei consumi di acqua sanitaria nel settore dei condomini e quei settori del terziario/servizi con bisogni di calore a bassa temperatura, naturalmente sempre con accumulo, dalle piscine alle palestre, ai ristoranti, mense, etc., viste come le prime nicchie ove la tecnologia può cominciare il suo percorso di apprendimento. Si tratta di applicazioni che, nel clima italiano, possono essere in concorrenza col solare termico e che richiedono dal punto di vista tecnologico, oltre ad accumuli capaci di assorbire tutto il calore fornito nelle ore notturne, ipotizzando motori a combustione interna, l'analisi della possibilità di recuperare calore a due livelli di temperatura, un primo a temperature più alte (anche per i periodici trattamenti dei serbatoi contro la legionella), dai gas di scarico e dalle camicie, un secondo a temperature più basse, dall'olio, dal generatore elettrico e dal calore disperso. L'impiego del calore di recupero in cascata di temperatura, attenzione usuale nell'industria chimica, è uno strumento indispensabile per innalzare i rendimenti degli impianti di cogenerazione. Le esperienze di monitoraggio delle applicazioni della cogenerazione nei decenni passati hanno mostrato che in molti settori produttivi, ad esempio nell'alimentare, oltre che nel settore dei servizi, il calore è distribuito solamente alla temperatura massima ed allora può diventare molto difficile raggiungere i recuperi attesi ed ipotizzati. Ci sono fabbisogni termici industriali che potrebbero essere serviti da recuperi a bassa temperatura, ma questo richiederebbe una modifica alle linee di distribuzione del calore, mettendo in serie le utenze e gestendo la rete a portata variabile, in modo da avere il ritorno sempre a temperatura abbastanza bassa rispetto al motore dal quale recuperare il calore o rispetto ai fumi da far condensare.

Nell'applicazione a un condominio con l'acqua sanitaria centralizzata non ci sono problemi per l'autoconsumo del calore, per cui l'attenzione si sposta sulla valorizzazione dell'energia elettrica. Con la normativa attuale il condominio può autoconsumare solo l'elettricità per i servizi comuni,

l'ascensore, la luce delle scale, l'autoclave, l'illuminazione e l'irrigazione esterna. Non è invece possibile per i residenti autoconsumare l'elettricità eccedente i servizi, non essendo essi costituiti in società; eventuali surplus devono dunque essere ceduti alla rete con una minore valorizzazione economica. Non è facile che si verifichino condizioni ottimali per la microgenerazione.

Temi di ricerca e sviluppo per la promozione della microgenerazione.

Sulla base delle valutazioni precedenti risultano tre differenti temi di ricerca e sviluppo per la promozione della cogenerazione:

- 1) il miglioramento delle prestazioni nella conversione dell'energia del combustibile in elettricità e calore;
- 2) la riduzione dei costi di autorizzazioni, acquisto, installazione, esercizio e manutenzione, primo avvio ed addestramento dell'utente;
- 3) l'aumento del fattore di carico degli impianti.

Queste tre aree saranno analizzate in dettaglio.

1) La ricerca e sviluppo per il miglioramento delle prestazioni.

Nel presentare l'analisi delle prestazioni il primo punto fermo riguarda la scelta del combustibile. Nelle piccole utenze oramai il gas naturale ha conquistato il mercato sia per il prezzo più basso delle altre fonti (soprattutto perché meno tassato), sia perché non richiede né serbatoi né attenzione nei rifornimenti, sia infine perché la sua combustione, in condizioni controllate, non produce residui carboniosi particellari quindi non sporca le superfici di scambio e non intasa i meati degli scambiatori. Il gas naturale ha permesso di innalzare le efficienze sia nella generazione di calore, con le caldaie a condensazione si può arrivare teoricamente fino al 106%, sia nella generazione di elettricità con i cicli combinati, per i quali si è giunti al 60%. Questi due livelli tecnologici possono essere corretti per le applicazioni decentrate per tener conto delle perdite di distribuzione.

Per le piccole e piccolissime taglie i motori proposti sono in genere derivati dai motori delle auto e i rendimenti di generazione elettrica arrivano al massimo intorno al 30%. Negli accoppiamenti con pompe di calore si potrebbe usare direttamente l'energia meccanica, evitando le perdite dell'alternatore e del motore, ma questo non è economicamente conveniente perché senza la lettura dei kWh elettrici l'Agenzia delle Dogane non riconosce la defiscalizzazione del gas naturale. Il solo generatore che potenzialmente, anche a piccole taglie, può puntare a rendimenti vicini a quelli dei cicli combinati è la cella a combustibile, di per sé tipicamente modulare anche se il reformer per la produzione di idrogeno dal metano non lo è. Il settore delle celle ha ricevuto forti finanziamenti in questi anni e sono state acquisite molte conoscenze e sperimentate molte soluzioni, ma le applicazioni sono ancora lontane dalla larga diffusione.

In conclusione non si sono avuti miglioramenti capaci di superare i limiti di rendimento e costo delle macchine di piccolissima taglia alimentate a gas naturale, mentre la crescita di rendimento delle applicazioni centralizzate, delle caldaie e delle pompe di calore elettriche e a gas ha in buona parte reso meno interessante il tema della microcogenerazione rispetto alle premesse di una ventina di anni fa.

Per quanto riguarda l'impiego di fonti rinnovabili, in particolare dal solare e dalle biomasse, sono stati fatti diversi tentativi per sfruttarle in applicazioni di microcogenerazione. Negli anni passati si puntava a vedere le fonti rinnovabili come alternative a quelle fossili, talvolta motivando le ricerche con la possibilità di applicazioni in utenze isolate in quello che si chiamava terzo mondo. Sono stati sperimentati motori Stirling (vecchio di 150 anni e affermatosi solo nella criogenia con impiego di elio) per il solare a concentrazione e per la combustione di biomasse, gassificatori ad aria a letto fisso e motori a ciclo Diesel alimentati da olio vegetale. Sono inoltre state sviluppate in Italia alcune applicazioni prototipali di microturbina con caldaia ad aria a combustione esterna alimentata da biomassa solida; l'utilizzo dello scarico come aria di combustione fa diventare il sistema rigenerativo con rendimenti interessanti, costi ed affidabilità della caldaia sono invece i punti critici. L'insegnamento delle esperienze acquisite nei paesi in via di sviluppo dagli anni 70 in avanti, ha indicato che sul mercato possono diffondersi solo sistemi che o sono già competitivi, o promettono di esserlo a breve, che non è conveniente per i paesi in via di sviluppo provare a riaffrontare in contesti meno favorevoli le nostre tecnologie obsolete; solo i piccoli motori diesel ad olio vegetale hanno prospettive concrete nel breve periodo. Più di recente ci si è dunque concentrati sulle biomasse (biogas e oli in particolare) e sul tentativo continuo di arrivare a celle a combustibile commercializzabili. È ancora presto per dire se tali applicazioni avranno successo.

Analizzando il tema del rendimento termico degli impianti di cogenerazione si deve notare che questo è legato all'effettiva possibilità di utilizzare anche il calore recuperabile a bassa temperatura dalle dispersioni dei motori o dall'olio, oltre a quello recuperabile, a temperature attorno a 80-90 °C, dai gas di scarico; si tratta di un vincolo posto dall'utenza e difficilmente superabile. Specie per le piccole potenze della microcogenerazione può essere difficile utilizzare queste frazioni di calore che richiedono particolare attenzione per ottenere una bassa temperatura nel circuito di ritorno dall'utenza, permettendo la cascata in serie dei recuperi.

2) Ricerca e sviluppo per la riduzione dei costi.

Interessano a tale proposito non tanto i costi di acquisto del motore, quanto quelli per tutto il processo autorizzativo, per gli accordi coi distributori di energia, per l'inserimento nell'impianto esistente e per i costi di esercizio, in particolare per la manutenzione. Essendo in presenza di piccole taglie di impianti tutti i lavori da fare in opera sono particolarmente onerosi e occorre dunque industrializzare l'installazione arrivando a sistemi il più possibile plug and play e integrabili nelle utenze esistenti.

Senza un sforzo in questo senso difficilmente la microgenerazione potrà avere una larga diffusione nel nostro Paese alle attuali condizioni legislative e di mercato, senza la disponibilità di incentivi importanti.

2A) Ricerca e sviluppo sulla riduzione dei costi per le autorizzazioni e per i rapporti con le reti energetiche

Il tema della semplificazione amministrativa, sia verso la P.A. che verso i vari fornitori di servizi energetici, è stato affrontato in varie occasioni a livello legislativo. La soluzione si è mostrata molto difficile, sia per i timori espressi dagli uffici preposti su possibili illegittimità sia perché i rapporti richiedono specifiche competenze e il richiamo a norme che da una parte possono essere applicate in modo molto formale ma d'altra parte sono spesso poco definite.

Se la tecnologia della microgenerazione vuole superare questa barriera fondamentale non può attendere che siano risolti questi problemi storici della P.A. italiana, ma deve trovare delle soluzioni che siano già operative nel contesto attuale.

La soluzione sembra configurabile nella scelta che non sia mai il singolo utente a portare avanti l'espletamento delle pratiche, ma che esse vengano svolte da strutture dedicate, di supporto alla tecnologia; agenzie o ESCO sono strutture che data la continuità e la ripetitività delle procedure, non hanno problemi di conoscenza o di formazione e gestendo nello stesso tempo e nello stesso territorio più pratiche riducono i tempi e i costi. Questo schema è possibile in tre versioni che coinvolgono il fabbricante nel rapporto con l'utenza:

1. il venditore offre non solo il prodotto hardware, ma anche tutti i servizi connessi con l'autorizzazione, la realizzazione e la gestione delle macchine;
2. le vendite non si dirigono al largo pubblico, ma sono indirizzate a specifici settori di utenza per i quali sia possibile standardizzare i pacchetti, accompagnati da campagne promozionali dedicate;
3. la diffusione è curata da strutture di servizi già attive nel territorio, quali i fornitori di energia elettrica e gas.

2B) Ricerca e sviluppo per la riduzione dei costi di installazione

Il componente più critico, una volta affermatosi l'impiego come combustibile del gas naturale, non è più lo scambiatore, quanto l'insieme di accessori ed adattatori che possono facilitare la cessione dell'elettricità alla rete elettrica e soprattutto l'inserimento del calore recuperato nelle reti termiche dell'utenza, dove ci saranno già contatori del gas, pompe di circolazione ed eventualmente un serbatoio di accumulo (ad esempio per acqua calda sanitaria).

Nelle fasi di sviluppo per nicchie ogni applicazione è diversa dalle altre per cui è necessario provvedere a modifiche sul sito; solo dopo un certo numero di applicazioni sarà possibile preparare dei sistemi pre-assemblati con attacchi e soluzioni adatti alle varie situazioni e dotati di strumenti

che servano sia per la gestione quotidiana sia per documentare i risultati ottenuti dall'esercizio, in modo da facilitare la familiarità dell'utente con il sistema di cogenerazione e soprattutto gestire contratti a prestazioni garantite. Dovrebbe essere sviluppato un sistema interattivo che permetta al gestore proprietario di comprendere meglio come utilizzare l'apparecchio modificando le proprie modalità di uso dell'energia e dando priorità a quella in cogenerazione, al fine di ridurre i costi della fase di assistenza, di primo avvio e di addestramento del proprietario.

Nelle applicazioni delle microturbine è importante che il compressore del gas naturale sia strutturalmente integrato nell'apparato in modo che, formalmente, il sistema di cogenerazione risulti collegato al gas di rete; se il compressore fosse un componente separato si avrebbe la presenza di una stazione di compressione del gas naturale con pesanti implicazioni con la protezione antincendio.

Il condotto dei gas di scarico, che deve arrivare sopra il tetto, in alcuni casi pratici ha creato problemi di vibrazioni rumorose, per cui è importante un corretto dimensionamento per non creare contropressione allo scarico. Il rumore è uno degli aspetti che meritano più attenzione da parte dei progettisti e dei costruttori di microcogeneratori, in quanto soprattutto nel settore residenziale e in quello dell'ospitalità può decretare l'insuccesso di una soluzione più di quanto non possano i driver economici.

2C) Ricerca e sviluppo sui costi di esercizio.

I motori per la microcogenerazione che sono derivati da prodotti per la trazione stradale hanno il vantaggio del basso prezzo, ma pagano lo scotto del costo della manutenzione frequente; questo fu negli anni 80 il fattore più evidente nel fallimento del TOTEM. Per allungare i tempi delle visite del personale dell'assistenza i motori vengono sottoposti a un derating della potenza, si aggiungono serbatoi ausiliari per l'olio e si usano candele costose. Per apparati di piccola potenza il costo del personale esterno rischia sempre di essere troppo pesante nella fase iniziale della diffusione sarebbe opportuno non coinvolgere potenziali clienti troppo distanti dalla rete di assistenza iniziale.

Uno sforzo per allungare gli intervalli manutentivi e ridurre il costo avrebbe sui business plan di queste macchine un effetto maggiore dell'aumento delle prestazioni legato a qualche punto percentuale.

3) Ricerca e sviluppo per aumentare il fattore di carico della microcogenerazione

Il tema è quello di come aumentare la partecipazione assicurata dalla microcogenerazione alla copertura della domanda di consumi di elettricità e di calore del singolo utente o di una certa area territoriale attorno all'utente.

La necessità di raggiungere elevati fattori di carico deriva dagli alti costi diretti ed indiretti degli apparecchi; qualora questi costi fossero ridotti o dalle innovazioni tecnologiche o da una diversa

struttura del sistema elettrico questa necessità si ridurrebbe; si tratterebbe però di uno scenario talmente diverso da quello attuale da invalidare qualsiasi tentativo di analisi.

Nell'attuale contesto alti fattori di carico non possono essere basati sulla domanda di riscaldamento, ma sulla domanda di acqua calda sia per processo che per acqua calda sanitaria (con un'opzione per la trigenerazione, purché si riescano a sviluppare assorbitori a basso costo o si sfrutti al meglio l'accoppiamento con pompe di calore elettriche). Non è però sempre possibile inserire la cogenerazione al posto della caldaia tradizionale, in genere dimensionata per la punta della richiesta, ma occorre riprogettare la distribuzione del calore dando ruolo non solo all'accumulo ma anche ai possibili recuperi (acque e fumane di scarico, raffreddamento dei compressori frigoriferi, solare termico) ed anche alla regolazione delle portate con inverter in modo che una bassa temperatura di ritorno permetta condensazione e recuperi elevati. Vi sono vari processi stagionalizzati che possono essere idonei (anche se bisognosi di accumulo su base giornaliera) sia nel terziario – quali piscine, centri benessere, lavanderie industriali, mense –, sia in alcune industrie, specie alimentari, quali il primo trattamento dei prodotti agricoli o il primo trattamento delle carni. Esistono inoltre diverse situazioni di consumi elevati di acqua sanitaria che, sempre tramite accumuli e revisione delle reti possono permettere applicazione efficienti di microcogenerazione, quali le case di cura, i ricoveri, gli alberghi, le palestre, i condomini con acqua sanitaria centralizzata. Sono applicazioni che andrebbero gestite in modo organico con prime applicazioni dimostrative, analisi della componentistica e degli accessori da sviluppare, campagne di diffusione ed informazione, formazione di strutture dedicate agli audit, alla messa a regime ed infine alla manutenzione, realizzazione di pacchetti di interventi, promossi da ESCO, destinati ad uno specifico settore d'utenza ed a una specifica area geografica. Continuare l'attuale andamento di realizzazioni sparse senza un piano organico pone la tecnologia a rischio di non raggiungere mai una massa critica che la faccia decollare definitivamente, continuando a faticare come succede da trenta anni: vi sono state numerose realizzazioni, ma ciascuna ha avuto difficoltà come se si trattasse della prima e la manutenzione non si è mai strutturata.

Potenzialmente ci sarebbe uno spazio anche per le famiglie singole, per coprire i loro consumi di acqua sanitaria, con due principali ostacoli. Il primo sarebbe costituito dalla necessità di installare un serbatoio di almeno 200 litri e ciò rappresenta un problema non indifferente. Il secondo ostacolo è legato al fatto che per avere almeno 4.000 ore di funzionamento all'anno la potenza termica sarebbe dell'ordine di 600 W e quella elettrica dell'ordine di 150-200 W; una potenza così piccola richiederebbe una buona ingegnerizzazione per garantire costi di capitale – e soprattutto di O&M – accettabili.

Una capacità di generazione diffusa di quest'ordine sarebbe invece d'interesse per il distributore elettrico che potrebbe così potenziare la sua rete. Una proposta di questo tipo fu presentata dalla società gasiera olandese GASUNIE nel 1999, in termini che certamente erano di difesa del mercato acquisito ma costituivano anche un'offerta di sinergia, quindi potenzialmente di comune

interesse. Le aziende attive nella filiera elettrica avrebbero in effetti maggiore interesse a diffondere le pompe di calore elettriche e le auto elettriche. Concettualmente un tale approccio, se realmente diffuso, potrebbe però richiedere il potenziamento delle reti di distribuzione per trasferire maggiore potenza, almeno in alcune aree. I distributori del gas potrebbero inserirsi in questo ambito utilizzando la cogenerazione diffusa per evitare il potenziamento delle reti, mettere a disposizione potenza dispacciabile e utile per la regolazione se collegata a smart grid [9] e mantenere il consumo di gas su livelli accettabili. Chiaramente la realtà italiana, con i suoi 40.000 MW di sovra capacità, produttiva, è al momento lontana da questo tipo di proposte.

Da queste analisi il principale problema italiano è: quale struttura potrebbe assumersi come missione quella diffondere la microcogenerazione, di fare massa critica con alleati motivati, e superare le barriere burocratiche (autorizzazione alla costruzione e all'esercizio e allacciamento alla rete)? Oggi la nostra industria manifatturiera non è presente nella micro cogenerazione, rendendo così ancor più debole il settore³¹. Le opzioni sono fondamentalmente due: le ESCO e i fornitori energetici che sempre più stanno mettendo in campo accordi commerciali con altri operatori per offrire servizi collegati all'efficienza energetica in aggiunta alla vendita dei vettori elettricità e gas naturale.

Le prime sono stato il motore della diffusione della cogenerazione fino ad oggi, soprattutto per le piccole e le medie taglie. Nessuna è però dimensionata al momento per gestire i grandi numeri associati con il business della microcogenerazione. Ciò significa alti costi di O&M e necessità di sviluppare reti commerciali adeguate a soluzioni così diffuse. È inoltre difficile pensare che le attuali ESCO siano in grado di offrire il finanziamento tramite terzi a condizioni economicamente vantaggiose, aspetto che nel mercato residenziale è particolarmente importante. È dunque improbabile che nelle attuali condizioni possa decollare il mercato dei microcogeneratori se non con l'entrata in campo di una grande azienda capace di offrire servizi finanziari adeguati oltre alla gestione e manutenzione degli impianti.

I fornitori di energia hanno invece il vantaggio di potere offrire servizi finanziari quali il pagamento del cogeneratore in bolletta aggiungendo alla fattura sui consumi un'apposita rata, mutuando quindi un modello che in campi come l'elettronica (si pensi ai cellulari) ha portato a ottimi risultati. Rimangono però da organizzare due aspetti: accordi commerciali con partner tecnologici adeguati e sistemi legali in grado di assicurare il pagamento delle rate e gestire eventuali cambi di fornitore o chiusure di contratto senza penalizzare il fornitore.

Una possibilità potenzialmente vincente è legata alla combinazione fra i due modelli appena citati e vi sono segnali che schemi di questo tipo stiano per essere messi sul mercato. Se ciò avverrà le possibilità di successo della microcogenerazione dipenderanno essenzialmente dalle condizioni al

³¹ Può essere utile ricordare il mancato intervento della Fiat nel far sentire il suo peso nella storia del Totem, che altrimenti avrebbe potuto raggiungere una diffusione decisamente maggiore.

contorno (costi dei vettori energetici, tariffe e schemi di trasporto e dispacciamento, condizioni di allacciamento alla rete, vincoli sulla costruzione ed esercizio e sulle emissioni, etc.).

CONCLUSIONI

L'analisi svolta ha indicato una situazione con molti chiari e molti scuri.

Da una parte gli impianti di cogenerazione di grande taglia stanno sostituendo nel mercato gli impianti per sola produzione elettrica, a causa degli alti prezzi del gas che rendono la loro elettricità più economica e per la priorità al dispacciamento. Ciò ha portato la penetrazione della cogenerazione (anche ad alto rendimento) a percentuali importanti, che insieme alle condizioni di mercato – ed in particolare all'eccesso di offerta nella generazione elettrica – non giustificano programmi di supporto consistenti per la microcogenerazione.

Dall'altra parte la presenza industriale italiana per la realizzazione degli impianti di microcogenerazione è estremamente ridotta, venendo a mancare un attore fondamentale nella spinta allo sviluppo di un quadro regolatorio e di modelli di business adatti allo sviluppo della microcogenerazione.

La situazione del tutto nuova di enorme sovra capacità produttiva per decine di migliaia di MW di cicli combinati ad alta efficienza rende difficile trasferire in Italia molte delle motivazioni che in altri paesi europei (Germania e Regno Unito in primis) giustificano gli interessi industriali nella microcogenerazione. L'esplosione del fotovoltaico ha poi assorbito tutti gli interessi degli operatori nella generazione distribuita evidenziando i problemi della generazione non programmata, ma in un contesto che rende difficile l'uso della microcogenerazione in funzione di gestione della domanda e di regolazione elettrica.

L'analisi del mercato e le interviste hanno indicato un mercato ancora attivo per le taglie piccole, limitatamente a particolari situazioni locali, e delle decine di kW, specie nel settore terziario, ove sia gas che elettricità sono più cari che in altri paesi. La scelta della cogenerazione permette di accedere ad una riduzione della fiscalità, situazione assente in altri paesi europei, e quindi di avere un bilancio economico positivo.

Il settore del riscaldamento degli edifici è in Italia poco attrattivo sia per la breve durata del riscaldamento stesso sia per l'impossibilità dell'autoconsumo dell'elettricità nei condomini.

Il settore dei piccolissimi impianti molto interessante in Europa con presenza anche di multinazionali italiane, non mostra invece in Italia molte prospettive perché la complessità dei processi per formalizzare l'impianto, accedere alla defiscalizzazione ed agli incentivi ha costi e richiede risorse di un livello non congruo per apparati che si vorrebbe diffondere come elettrodomestici familiari.

Si ha così una situazione di applicazioni sparse, che richiedono sforzi rilevanti agli operatori; non riuscendo a fare sistema non ci sono prospettive ravvicinate di creare un contesto di rapida diffusione allargata, a meno che non partano modelli di business collegati a sinergie commerciali fra i fornitori di energia elettrica e soprattutto gas e le ESCO attive nel settore della cogenerazione.

Per una soluzione positiva sarebbe comunque utile una forte iniziativa di semplificazione, oltre al formarsi di un interesse produttivo industriale che, con la propria catena di vendita possa fare massa critica e superare le barriere.

Per finire sarebbero utili due tipi di misure a carattere nazionale.

La prima, mutuata dall'esperienza dell'Emilia-Romagna tesa a equiparare la cogenerazione alle soluzioni accettate per l'obbligo delle rinnovabili nelle nuove abitazioni (ed eventualmente nelle ristrutturazioni importanti). Una misura a costo zero che semplicemente consentirebbe alla soluzione di combattere ad armi pari con rinnovabili ed altre soluzioni.

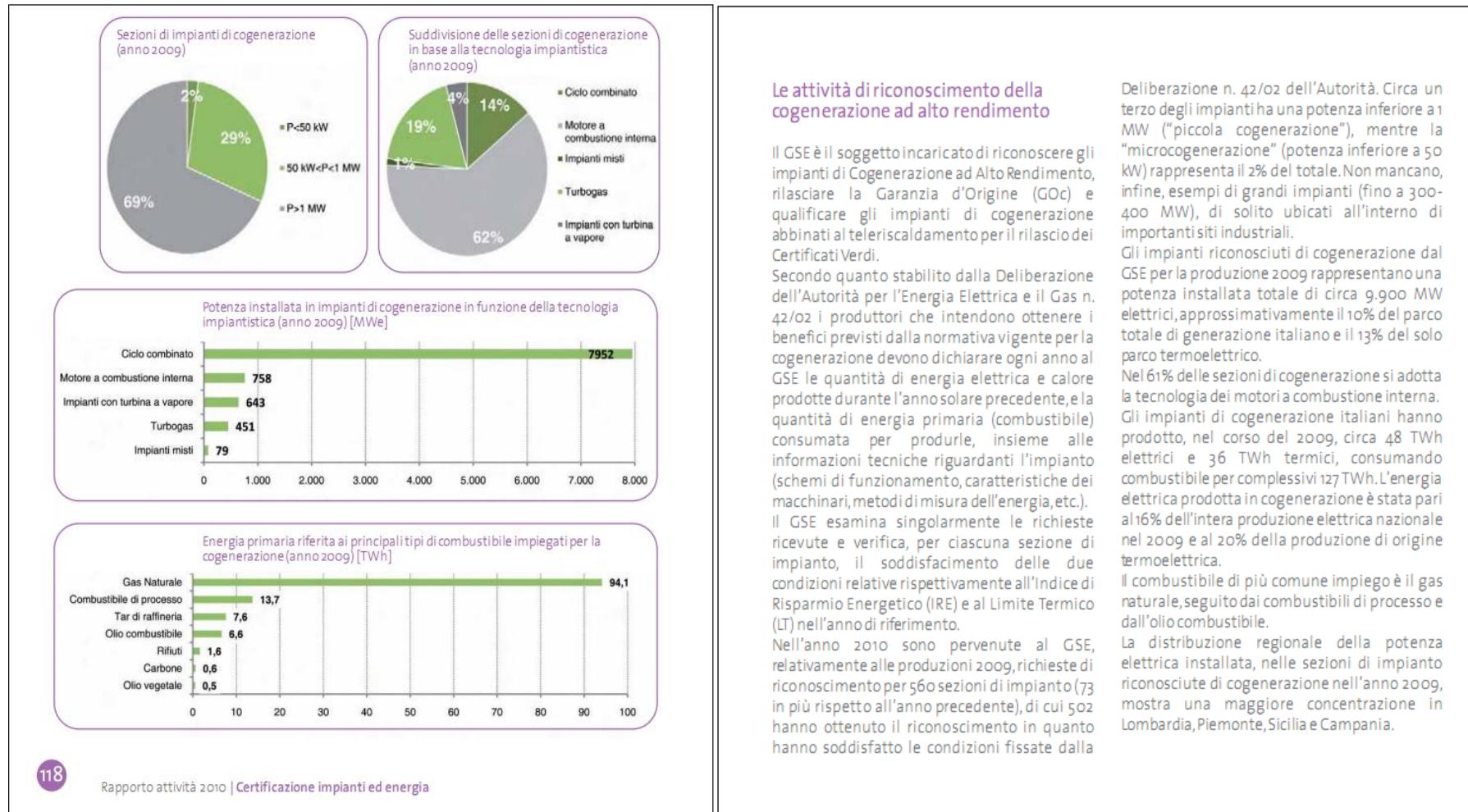
La seconda è quella di rilanciare il progetto pilota del mai attuato D.M. 3 novembre 2004. Ciò consentirebbe di finanziare la realizzazione di progetti monitorati nelle prestazioni e nelle emissioni che consentirebbero di ingegnerizzare le soluzioni cogenerative per quegli ambiti ritenuti più promettenti nei diversi settori. I risultati aiuterebbero inoltre le Regioni e gli Enti Locali a stabilire i giusti limiti antiinquinamento e a modificare i propri atti per promuovere o meno la microcogenerazione a seconda delle performance potenziali per il proprio territorio.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati, I. Bottio, N. M. Caminiti, F. Gangale, M. Stefanoni, T. Magnelli, 2008, ENEA
- [2] Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, anni 1999-2010, Terna
- [3] Rapporto di attività, 2010, GSE
- [4] Produttori industriali di energia elettrica in Italia, 1999, Unapace
- [5] Annuario AIRU 2011
- [6] Micro-CHP Japan Continues to lead as fuel cell units emerges, S. Dwyer, COSPP May-June 2012
- [7] Promozione delle tecnologie elettriche innovative negli usi finali, AA.VV., Report RSE/2009/20
- [8] Micro-CHP accelerator final report, AA.VV., Carbon Trust, Marzo 2011
- [9] Smart power generation, J. Klimstra e M. Hotakainen, 2011

ALLEGATI

ALLEGATO 1: DATI STATISTICI



Le attività di riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento

Il GSE è il soggetto incaricato di riconoscere gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento, rilasciare la Garanzia d'Origine (GO) e qualificare gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento per il rilascio dei Certificati Verdi.

Secondo quanto stabilito dalla Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 42/02 i produttori che intendono ottenere i benefici previsti dalla normativa vigente per la cogenerazione devono dichiarare ogni anno al GSE le quantità di energia elettrica e calore prodotte durante l'anno solare precedente, e la quantità di energia primaria (combustibile) consumata per produrle, insieme alle informazioni tecniche riguardanti l'impianto (schemi di funzionamento, caratteristiche dei macchinari, metodi di misura dell'energia, etc.). Il GSE esamina singolarmente le richieste ricevute e verifica, per ciascuna sezione di impianto, il soddisfacimento delle due condizioni relative rispettivamente all'Indice di Risparmio Energetico (IRE) e al Limite Termico (LT) nell'anno di riferimento.

Nell'anno 2010 sono pervenute al GSE, relativamente alle produzioni 2009, richieste di riconoscimento per 560 sezioni di impianto (73 in più rispetto all'anno precedente), di cui 502 hanno ottenuto il riconoscimento in quanto hanno soddisfatto le condizioni fissate dalla

Deliberazione n. 42/02 dell'Autorità. Circa un terzo degli impianti ha una potenza inferiore a 1 MW ("piccola cogenerazione"), mentre la "microcogenerazione" (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta il 2% del totale. Non mancano, infine, esempi di grandi impianti (fino a 300-400 MW), di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali.

Gli impianti riconosciuti di cogenerazione dal GSE per la produzione 2009 rappresentano una potenza installata totale di circa 9.900 MW elettrici, approssimativamente il 10% del parco totale di generazione italiano e il 13% del solo parco termoelettrico.

Nel 61% delle sezioni di cogenerazione si adotta la tecnologia dei motori a combustione interna. Gli impianti di cogenerazione italiani hanno prodotto, nel corso del 2009, circa 48 TWh elettrici e 36 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 127 TWh. L'energia elettrica prodotta in cogenerazione è stata pari al 16% dell'intera produzione elettrica nazionale nel 2009 e al 20% della produzione di origine termoelettrica.

Il combustibile di più comune impiego è il gas naturale, seguito dai combustibili di processo e dall'olio combustibile.

La distribuzione regionale della potenza elettrica installata, nelle sezioni di impianto riconosciute di cogenerazione nell'anno 2009, mostra una maggiore concentrazione in Lombardia, Piemonte, Sicilia e Campania.

Figura 13 Sezione dedicata alle statistiche sulla cogenerazione ad alto rendimento da [3]

Potenza nominale ed efficiente degli impianti termoelettrici in Italia al 31 dicembre 2010

Secondo categoria di produttori, tipo di impianto e classe di potenza efficiente lorda delle sezioni

Segue Tabella 20

	Produttori				
	Sezioni	Potenza nominale		Potenza efficiente	
		n.	Motori primi MW	Generatori MVA	Lorda MW
B) Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore					
a combustione interna (CIC)	516	898,4	1.098,5	872,3	834,6
-fino a 25	515	859,4	1.050,8	834,3	798,6
-oltre 25 fino a 50	1	39,0	47,7	38,0	36,0
a turbine a gas (TGC)	29	239,2	294,3	237,4	233,8
-fino a 25	27	82,2	104,3	80,4	79,0
-oltre 25 fino a 50	1	30,0	37,5	30,0	29,9
-oltre 100 fino a 200	1	127,0	152,5	127,0	125,0
a ciclo combinato (CCC)	107	16.772,4	20.137,4	16.537,5	16.154,2
-fino a 25	29	218,9	267,6	213,5	204,5
-oltre 25 fino a 50	17	850,4	1.055,5	792,0	768,5
-oltre 50 fino a 100	12	831,1	1.073,7	801,0	773,9
-oltre 100 fino a 200	24	3.927,5	4.549,7	3.824,6	3.734,3
-oltre 200 fino a 500	21	7.948,7	9.541,8	7.913,9	7.735,0
-oltre 500	4	2.995,8	3.649,0	2.992,5	2.938,0
a vapore a contropressione (CPC)	30	366,4	449,0	361,2	341,1
-fino a 25	26	101,7	122,0	99,9	94,9
-oltre 25 fino a 50	-	-	-	-	-
-oltre 50 fino a 100	4	264,7	327,0	261,3	246,2
condensazione e spillamento (CSC)	49	724,1	893,6	700,5	652,6
-fino a 25	42	407,3	515,0	388,0	358,7
-oltre 25 fino a 50	4	132,8	166,6	128,5	121,8
-oltre 50 fino a 100	3	184,0	212,0	184,0	172,1
Totale B	731	19.000,4	22.872,8	18.708,8	18.216,3
Totale impianti (A + B)	1.765	73.100,5	89.161,4	72.118,8	68.989,3
geotermoelettrici	34	882,5	1.037,0	772,0	728,1
in complesso	1.799	73.983,0	90.198,4	72.890,8	69.717,4

Figura 14 Produttori, suddivisione della potenza termoelettrica installata in Italia nel 2010 da [2]

Autoproduttori	ITALIA												
	Sezioni	Potenza nominale				Potenza efficiente		Sezioni	Potenza nominale			Potenza efficiente	
		Motori primi		Generatori	Lorda	Netta	Motori primi		Generatori	Lorda	Netta		
		n.	MW				MVA					MW	MW
B) Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore													
a combustione interna (CIC)	315	556,7	688,1	547,9	533,4	831	1.455,1	1.786,6	1.420,2	1.368,0			
-fino a 25	314	525,0	649,6	516,2	502,7	829	1.384,3	1.700,5	1.350,5	1.301,3			
-oltre 25 fino a 50	1	31,8	38,4	31,8	30,8	2	70,8	86,1	69,8	66,8			
a turbine a gas (TGC)	111	686,6	851,3	654,5	641,1	140	925,8	1.145,6	891,9	875,0			
-fino a 25	108	575,5	710,6	547,0	537,7	135	657,7	814,9	627,4	616,6			
-oltre 25 fino a 50	3	111,1	140,7	107,5	103,5	4	141,1	178,2	137,5	133,3			
-oltre 100 fino a 200	-	-	-	-	-	1	127,0	152,5	127,0	125,0			
a ciclo combinato (CCC)	55	2.429,9	2.931,3	2.391,2	2.334,4	162	19.202,3	23.068,7	18.928,7	18.488,5			
-fino a 25	37	379,3	478,9	364,1	354,1	66	598,2	746,6	577,6	558,6			
-oltre 25 fino a 50	9	367,6	463,5	349,2	340,9	26	1.218,0	1.518,9	1.141,2	1.109,4			
-oltre 50 fino a 100	3	202,1	261,3	197,0	193,8	15	1.033,2	1.335,0	998,0	967,6			
-oltre 100 fino a 200	2	265,7	326,2	265,7	246,4	26	4.193,2	4.875,9	4.090,3	3.980,7			
-oltre 200 fino a 500	4	1.215,2	1.401,4	1.215,2	1.199,2	25	9.163,9	10.943,2	9.129,1	8.934,2			
-oltre 500	-	-	-	-	-	4	2.995,8	3.649,0	2.992,5	2.938,0			
a vapore a contropressione (CPC)	128	960,4	1.210,0	940,3	892,0	158	1.326,8	1.659,0	1.301,4	1.233,2			
-fino a 25	123	684,5	866,2	667,5	635,9	149	786,2	988,2	767,4	730,8			
-oltre 25 fino a 50	3	128,9	156,3	125,8	118,7	3	128,9	156,3	125,8	118,7			
-oltre 50 fino a 100	2	147,0	187,5	147,0	137,4	6	411,7	514,5	408,3	383,6			
condensazione e spillamento (CSC)	51	1.170,8	1.453,5	1.132,8	1.054,2	100	1.894,9	2.347,1	1.833,3	1.706,8			
-fino a 25	35	278,8	348,3	267,2	251,9	77	686,1	863,3	655,2	610,6			
-oltre 25 fino a 50	7	272,0	314,0	245,6	221,6	11	404,8	480,6	374,1	343,5			
-oltre 50 fino a 100	9	620,0	791,2	620,0	580,6	12	804,0	1.003,2	804,0	752,7			
Totale B	660	5.804,5	7.134,2	5.666,8	5.455,1	1.391	24.804,9	30.007,0	24.375,5	23.671,5			
Totale impianti (A + B)	772	6.376,5	7.863,0	6.221,7	5.986,9	2.537	79.476,9	97.024,4	78.340,5	74.976,2			
geotermoelettrici	-	-	-	-	-	34	882,5	1.037,0	772,0	728,1			
in complesso	772	6.376,5	7.863,0	6.221,7	5.986,9	2.571	80.359,4	98.061,4	79.112,5	75.704,3			

Figura 15 Autoproduttori, suddivisione della potenza termoelettrica installata in Italia nel 2010 da [2]

Produzione netta di energia termoelettrica tradizionale in Italia e relativi consumi specifici medi nel 2010

Secondo tipo di combustibile e tipo di impianto

Segue Tabella 32

	Produzione netta						
	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Petroliiferi	Altri combustibili		Totale
					solidi	gassosi	
GWh							
A) impianti con sola produzione di energia elettrica							
a combustione interna (CI)	-	144,8	29,6	265,1	1.046,2	1.449,1	2.934,9
a turbine a gas (TG)	-	263,2	-	27,1	26,3	11,0	327,6
a vapore a condensazione (C)	35.819,1	3.332,2	783,3	3.980,8	3.273,2	0,0	47.188,6
a ciclo combinato (CC)	-	59.572,7	81,8	2,1	1.181,8	-	60.838,5
ripotenziato (RP)	-	570,4	-	120,1	-	-	690,5
Totale A	35.819,1	63.883,3	894,8	4.395,2	5.527,5	1.460,2	111.980,1
B) impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore							
a combustione interna (CIC)	-	3.779,0	142,2	60,2	949,2	487,4	5.418,0
a turbine a gas (TGC)	-	3.233,7	0,3	522,8	0,0	1,2	3.758,0
a ciclo combinato (CCC)	97,5	75.636,1	3.474,5	1.710,1	11.096,5	0,8	92.015,5
a vapore a contropressione (CPC)	15,4	1.105,8	-	446,6	618,3	11,7	2.197,8
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	675,1	69,0	1.791,9	2.256,9	73,5	4.866,4
Totale B	112,9	84.429,7	3.686,0	4.531,5	14.920,9	574,7	108.255,7
Totale Impianti (A+B)	35.932,0	148.313,0	4.580,8	8.926,7	20.448,4	2.034,8	220.235,7

Figura 16 Produzione netta degli impianti termoelettrici, cogenerativi e non, in Italia nel 2010 da [2]

	Consumi specifici medi						
	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Petroliiferi	Altri combustibili		Totale
					solidi	gassosi	
GWh	kcal / kWh						
A) impianti con sola produzione di energia elettrica							
a combustione interna (CI)	-	2.536	2.295	2.378	2.170	2.565	2.403
a turbine a gas (TG)	-	3.283	-	5.084	3.337	2.900	3.423
a vapore a condensazione (C)	2.509	2.518	2.514	2.845	4.129	0	2.650
a ciclo combinato (CC)	-	1.676	2.442	7.098	1.800	-	1.680
ripotenziato (RP)	-	3.208	-	3.140	-	-	3.196
Totale A	2.509	1.742	2.500	2.840	3.256	2.567	2.122
B) impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore							
a combustione interna (CIC)	-	1.603	2.268	1.727	1.757	1.919	1.677
a turbine a gas (TGC)	-	1.494	1.164	1.585	0	1.744	1.507
a ciclo combinato (CCC)	1.771	1.590	2.118	1.678	1.741	5.107	1.630
a vapore a contropressione (CPC)	1.245	1.983	-	2.221	1.639	1.800	1.929
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	2.273	4.575	2.366	4.645	3.338	3.456
Totale B	1.700	1.597	2.169	1.993	2.177	2.102	1.716
Totale Impianti (A+B)	2.506	1.660	2.234	2.410	2.469	2.436	1.923

Figura 17 Consumi specifici degli impianti termoelettrici, cogenerativi e non in Italia nel 2010 da [2]

Produzione lorda, calore totale introdotto e calore utile prodotto negli impianti di cogenerazione in Italia nel 2010

Tabella 33

	Produzione lorda GWh	Calore introdotto migliaia di tep	Calore utile migliaia di tep
Ciclo combinato con produzione di calore (CCC)	94.257,8	17.775,4	2.465,8
Altri combustibili solidi	11.221,7	2.164,9	191,9
Altri combustibili gassosi	0,8	0,6	0,1
Gas derivati	3.552,7	757,6	19,7
Gas naturale	77.578,6	14.161,6	1.903,8
Petroliferi	1.791,2	653,0	331,8
Solidi	112,9	37,8	18,4
Combustione interna con produzione di calore (CIC)	5.597,3	1.368,0	412,6
Altri combustibili solidi	978,2	215,6	43,9
Altri combustibili gassosi	503,8	111,4	16,1
Gas derivati	148,0	33,7	1,3
Gas naturale	3.898,9	993,7	348,5
Petroliferi	68,3	13,6	2,8
Condensazione e spillamento (CSC)	5.359,0	2.617,6	836,3
Altri combustibili solidi	2.433,0	1.283,8	206,4
Altri combustibili gassosi	84,4	31,1	5,9
Gas derivati	75,7	34,0	2,2
Gas naturale	721,2	276,9	111,0
Petroliferi	2.044,6	991,8	510,8
Contropressione (CPC)	2.417,0	1.135,0	640,3
Altri combustibili solidi	681,8	195,8	85,2
Altri combustibili gassosi	12,5	4,5	2,1
Gas naturale	1.201,6	559,1	306,8
Petroliferi	504,4	359,2	233,9
Solidi	16,7	16,4	12,3
Turbine a gas con produzione di calore (TGC)	3.836,9	1.102,8	481,7
Altri combustibili solidi	0,0	0,0	0,0
Altri combustibili gassosi	1,3	0,4	0,2
Gas derivati	0,3	0,1	..
Gas naturale	3.306,4	936,7	407,0
Petroliferi	528,8	165,6	74,5
TOTALE	111.467,8	23.998,8	4.836,8

Figura 18 Calore utile prodotto dagli impianti cogenerativi in Italia nel 2010 da [2]

Tabella 15

ANALISI DELLA PRODUZIONE TERMOELETTRICA E DEI RELATIVI CONSUMI SPECIFICI DELLE IMPRESE INDUSTRIALI AUTOPRODUTTRICI - ANNO 1999

Categorie di industrie	Combustibile utilizzato	Combinata calore/energia										Non combinata calore/energia										TOTALE	
		con turbina a vapore a compressione		con turbina a vapore a condens. e gall.		con motore a combustione interna		con turbina a gas		a ciclo combinato gas/vapore		con turbina a condensazione		con motore a combustione interna		con turbina a gas		fuoco-segno.		GWh	MJ/kWh		
		TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	TU	MJ/kWh	GWh	MJ/kWh		
Petroliere	Espansione energia di pressione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	G.P.L.	-	-	-	-	-	-	-	-	51,1	309,9	6,40	-	-	-	-	-	-	-	117,3	6,46		
	Gas naturale	38,5	190,6	4,95	324,2	9,21	4,62	321,6	5,09	1081,0	7,97	4,0	12,69	-	-	-	-	-	-	51,1	6,46		
	Olio combustibile	925,1	2622,0	4,99	1870,6	16094,9	9,03	3,1	15,7	5,06	3033,2	7,98	0,4	4,2	10,59	-	-	-	-	-	1294,6	6,66	
	Gasolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2779,7	8,13	
	Gas di raffinazione	136,5	710,5	5,21	418,4	4146,9	9,91	379,3	1991,5	5,01	1508,2	13808,4	9,94	4,5	12,79	-	-	-	-	-	3,5	5,69	
	Gas di recupero da processi chimici o di sintesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2466,9	8,36	
	Coke di petrolio	-	-	-	103,5	924,4	5,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	183,5	5,04	
	Distillati leggeri	2,5	12,7	5,08	893,5	7484,0	8,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	863,5	8,67	
			702,6	3555,8	5,03	3371,2	20754,3	8,85	6,0	27,7	4,62	2659,6	5,02	3040,3	24736,6	8,14	6,5	107,8	12,69	-	7775,8	8084,0	7,82
Meccaniche	Espansione energia di pressione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas naturale	3,2	10,8	4,31	339	427,9	12,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Olio combustibile	-	-	-	103,0	1399,8	12,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gasolio	-	-	-	-	-	-	10,9	80,5	4,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105,7	13,97,8	
	Gas di raffinazione	25,1	107,4	4,28	285,7	3197,6	12,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,9	108,9	
	Gas di cokella	21,5	91,8	4,27	28,6	351,3	12,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	407,0	12,46	
	Gas di scagorio	49,6	233,8	4,28	473,7	4674,1	12,46	30,3	135,1	4,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,5	12,25	
	Gas naturale	11,0	54,3	4,94	16,4	151,3	9,25	139,5	673,2	4,83	6,59	41,0	392,2	9,57	-	-	-	-	-	-	748,1	9,696,2	
	Olio combustibile	-	-	-	0,2	1,7	8,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,9	25,3	
	Gasolio	-	-	-	-	-	-	19,3	100,1	5,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	1,7	
Altri combustibili	11,0	54,3	4,94	16,4	153,0	9,22	190,8	773,3	4,87	6,59	41,0	392,2	9,57	-	-	-	-	-	-	320,1	2015,0		
Chimiche	Espansione energia di pressione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Carbone essero	5,3	23,9	4,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	4,51	
	Lignia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	G.P.L.	35,4	218,7	6,18	489,5	4,68	895,8	514,2	8,44	2,2	10,7	4,66	730,6	3981,5	5,02	1,5	16,9	12,44	34,6	352,6	10,48		
	Gas naturale	967,0	4619,5	4,88	65,8	514,2	8,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Olio combustibile	1142,5	5301,2	4,67	1829,2	18158,6	9,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gasolio	186,8	743,6	4,46	0,1	1,2	12,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas di raffinazione	4,0	17,8	4,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas di recupero da processi chimici o di sintesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Calore di recupero da impianti a pila	278,4	1284,0	4,59	96,0	660,6	6,74	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Coke di petrolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Distillati leggeri	11,0	54,3	4,86	6,3	55,5	8,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Altri combustibili	39,4	175,7	4,48	160,8	1430,9	8,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	2655,5	12447,7	4,67	2093,2	23389,2	9,07	2,2	10,7	4,56	729,6	3981,5	5,02	62,7	459,9	7,33	695,2	5457,5	11,02	37,2	350,4	10,49		
Energetiche	Espansione energia di pressione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas naturale	279,2	1342,9	4,81	-	-	-	138,0	693,0	5,02	306,6	2834,3	6,54	22597,5	189750,8	7,52	166,4	1593,4	9,42	33,8	314,4	9,30	
	Olio combustibile	39,5	198,7	5,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gasolio	-	-	-	-	-	-	4,3	21,6	5,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas di raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas di cokella	-	-	-	-	-	-	115,0	594,1	4,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas di scagorio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Gas di recupero da processi chimici o di sintesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Altri combustibili	0,5	2,4	4,80	47,8	559,3	11,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
		318,3	1544,0	4,84	2032,7	17421,3	8,97	254,1	1276,7	4,95	306,6	2834,3	6,54	26155,2	204426,3	7,78	3890,5	31141,4	8,70	205,5	2055,2	10,27	
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	168,7	1744,9	10,47	
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32,4	32362,3	258505,2	7,87

Figura 19 Produzione e consumi degli autoproduttori nel 1999 da [4]

ALLEGATO 2: INTERVISTE REALIZZATE

Intervista del 15/6/2012

Lavinia Colonna Preti – IBT

Mercato

Il settore della cogenerazione in generale è destinato ad uno sviluppo, lento, ma costante nei prossimi anni. Nonostante la situazione molto grave di incertezza sui mercati finanziari e la “delusione” sui contenuti del decreto sugli incentivi appena emesso dal Governo da cui ci si aspettava di più, l’attenzione del mondo intero si sta spostando sul “risparmio” e quindi di conseguenza su quelle tecnologie che consentiranno di tagliare sulle voci di spesa che maggiormente influiscono sui costi fissi delle realtà produttive. Ci riferiamo in particolar modo quindi a tutte quelle tecnologie che operano per ottenere l’efficienza energetica, tra cui in particolar modo proprio la cogenerazione, che rispetto ad altre tecnologie, come il fotovoltaico, rappresentano un vero investimento anche senza la concessione di incentivi. L’Emilia-Romagna rappresenta una Regione molto importante per noi perché lì si trovano molte aziende importanti del settore food, comparto in crescita per noi, perché grazie alla recente applicazione da noi sviluppata per la generazione di vapore (che serve al processo produttivo dell’industria alimentare), vorremmo raddoppiare il peso della nostra presenza in Emilia-Romagna nell’arco del prossimo anno. Purtroppo il recente terremoto non ha reso facile questa sfida.

Legislazione e normativa

Viste le pressioni in merito dell’Unione Europea dovevamo per forza adeguarci alla Direttiva Europea 2004/8/CE entro fine anno. Purtroppo però gli incentivi concessi non sono soddisfacenti, se consideriamo la cifra ottimale che doveva essere stanziata al fine di ottenere il pieno sviluppo potenziale del settore. Per quanto riguarda la potenza sviluppabile al 2020, per esempio, la sola cogenerazione di piccola taglia potrebbe sviluppare 4.000-5.000 MW e tra i 15.000 e 20.000 nuovi posti di lavoro in più. Il decreto attuale prevede di aumentare mi sembra del 40% il valore dei TEE prodotti dalla CAR per gli impianti minori di 1 MW, mentre per ottenere il pieno potenziale i TEE dovrebbero essere moltiplicati per 5-10 volte (500%-1.000%) a seconda della dimensione dell’impianto inferiore al MW. Da queste cifre si può capire che la portata degli incentivi concessi dal Governo ha un apporto limitato sullo sviluppo purtroppo. Ancora molto può e deve essere fatto.

Prospettive

Il nostro Paese si colloca ai primi posti del panorama mondiale in questo settore. E anche se non deteniamo la maggioranza delle tecnologie di base, esportiamo in tutto il mondo motori e sistemi per la cogenerazione. Sul tema delle competenze detenute, l’Italia possiede un know-how di eccellenza: i nostri tecnici e ingegneri sono tra i più preparati a livello assoluto nella messa a punto

e nell'installazione di queste macchine. Inoltre, si potrebbe aprire a medio termine anche un nuovo mercato, quello nell'ambito residenziale la cui diffusione è ancora molto limitata, poiché il ritorno dell'investimento è legato alle ore di utilizzo. In una situazione tipo infatti, un condominio utilizzerebbe la macchina per circa 2.000 ore/anno, il che equivale grossomodo a un payback nell'arco di 10 anni, tanti se considerato che per l'industriale la media è tre anni. Le prospettive di sviluppo molto dipenderanno dalle scelte governative in merito, soprattutto dalla concessione di incentivi al settore residenziale e nicchie industriali e nello snellimento delle pratiche burocratiche relative all'installazione di impianti ad alta efficienza. Auspico che sia questa la direzione in cui stiamo andando. Per quanto riguarda noi, solo molteplici i progetti in corso, dalle applicazioni per favorire l'industria (recupero vapore per processo essiccamento carta delle cartiere, generazione di vapore per l'industria alimentare, recupero termico ORC per industria biogas, ecc. Inoltre In qualità di partner italiani, abbiamo recentemente annunciato che Capstone Turbine Corporation®, l'azienda americana leader mondiale nella tecnologia con microturbina a basse emissioni, ha ottenuto dal DOE, il Dipartimento per l'Energia americano, un finanziamento per un progetto da 17 milioni di dollari per lo sviluppo di una nuova turbina per la cogenerazione ad altissima efficienza. Si tratta di una tecnologia completamente rivoluzionaria destinata a cambiare l'intero mercato della cogenerazione in Italia. La nuova turbina assicurerà infatti non solo un'efficienza elettrica del 42% per una potenza di 370 kW, ma anche bassissime emissioni e la possibilità di essere integrata con un modulo di recupero termico con efficienza oltre l'85%. Questo consentirà un costo minore per kilowatt e quindi un maggior risparmio per il consumatore finale. Tra gli altri progetti di R&S ad alto investimento sviluppati dall'azienda americana, in un'ottica di supporto all'industria verde delle rinnovabili, è previsto anche un progetto per lo sviluppo di turbine ad alimentazione "flessibile" (sia con syngas che in generale con combustibili ad alto contenuto di idrogeno) per lo sviluppo di applicazioni legate all'agricoltura.

Intervista del 30/5/2012

Jacopo Criscuolo - Tecno-casa

Mercato

Negli ultimi due anni e mezzo (2010- primo semestre 2012) sono state vendute 80-100 macchine da 6 kW_e. Le condizioni per il mercato sono dal punto di vista commerciale interessanti. Il problema è quando le macchine devono entrare in funzione. Pratiche complicate come per una macchina da 200 kW_e, mentre queste sono in realtà assimilabili a piccoli elettrodomestici. La difficoltà principale è far entrare in funzione le macchine in maniera rapida e con procedure univoche. Il problema è la procedura che richiede di interfacciarsi con Dogane, Enel e GSE con tempi lunghi e tempo morto prima di entrare in funzionamento tra 3 e 8 mesi. Potrebbe essere tutto più semplice come per il fotovoltaico.

Legislazione e normativa

In questo momento c'è molto fermento. L'unica incentivazione interessante è il passaggio di fiscalità. Dimostra di essere una tecnologia che se avviata in tempi rapidi e senza troppi cavilli si sostiene senza troppi incentivi. Hanno preparato un prospetto sul fondo Kyoto, e qualche domanda dovrebbe essere partita. Dopo pubblicazione del prospetto sul sito web, segnalato anche via e-mail ai progettisti c'è stata una forte richiesta di audit energetici e calcoli sui tempi di ritorno.

Prospettive

Se si continua così il futuro non è promettente. Nonostante il sostegno della direttiva europea, le azioni sono mascherate da promozione della tecnologia ma alla fine la ostacolano. Gli strumenti di misura possono arrivare ad incidere fino al 15% del costo complessivo di impianto. Sono richiesti misuratori fiscali anche del termico sulle macchine modulanti.

Un grosso ostacolo all'uso della microgenerazione in campo condominiale è l'impossibilità di poter vendere l'energia elettrica ai condomini. Negli impianti condominiali quindi si finisce per cedere tutto alla rete, perché i consumi delle parti comuni sono bassi, mentre l'autoconsumo sarebbe molto più conveniente.

Intervista del 31/5/2012

Mauro Grecchi - Senertech

Mercato

Il mercato italiano è potenzialmente interessante per la microcogenerazione, vi sono numerose applicazioni con elevato consumo di acqua calda sanitaria o comunque elevati carichi termici anche in estate. Le maggiori criticità sono negli aspetti normativi e nella scarsa conoscenza della tecnologia: prendiamo dieci albergatori – gli alberghi rappresentano un'applicazione molto interessante per la microcogenerazione - tutti sanno più o meno cosa è il fotovoltaico e solo un paio cosa è la cogenerazione. Questo perché in Italia tradizionalmente si fanno impianti cogenerativi più grossi. Nel 2011 sono stati venduti sul territorio italiano circa 130 cogeneratori Dachs da 5,5 kW_e, che rappresentano una nicchia rispetto alle 30.000 caldaie a basamento sostituite annualmente in Italia.

Un driver molto forte sulle scelte impiantistiche sono i vincoli normativi: se sulle nuove costruzioni ci sono dei vincoli su una certa tecnologia, questo è un incentivo a costo nullo per la collettività. Un pannello solare termico che copra il 50% del fabbisogno annuo di acqua calda sanitaria ha un tempo di ritorno lungo, nessuno lo dimensionerebbe così considerando solo il tempo di ritorno, mentre il vincolo normativo lo impone. Lo stesso vale per il fotovoltaico. Il costruttore difficilmente investirebbe tante risorse per una maggiore efficienza dell'edificio o per propria sensibilità.

L'Emilia-Romagna è l'unica Regione nella quale la cogenerazione ad altissimo rendimento (rendimento globale minimo di circa 99% e termico di circa 63%, dipendente dalla taglia). Bastano 2.500 ore all'anno di funzionamento per ottenere un risparmio di energia primaria comparabile al contributo da fonte rinnovabile. La cogenerazione può quindi sostituire negli obblighi Regionali la fonte rinnovabile e questo ha dato un impulso notevole alle vendite, al posto del solare termico che in particolari situazioni (es. esposizione non ottimali, ombreggiamento, particolari richieste di acqua calda sanitaria, etc.) risulterebbe difficile se non impossibile da applicare. Questa disposizione ha fatto sì che l'Emilia-Romagna assorbisse lo 85% del venduto dello scorso anno.

Nel recepimento della 2010/31/CE potrebbe essere da valutare qualcosa di simile a quanto previsto in Emilia-Romagna, ma su scala nazionale, così da promuovere la cogenerazione con macchine molto efficienti.

Va infine considerato che la microcogenerazione produce acqua a 80°C, quindi si può applicare alla maggior parte degli edifici esistenti, anche ante legge 10/91, con impianti ad alta temperatura ed elevate dispersioni termiche, al contrario per esempio delle pompe di calore.

Manca cultura su questo tipo di impiantistica da parte di tutte le persone coinvolte. La caldaia a condensazione accede al 55%, mentre un micro cogeneratore no.

Legislazione e normativa

Il quadro legislativo e normativo è stato scritto pensando agli impianti di grossa taglia, che hanno rappresentato la cogenerazione in Italia negli ultimi decenni. Per esempio gli scaglioni del coefficiente moltiplicativo k per l'incentivo previsto dal D.M. 5/9/11, non hanno nessuna suddivisione al di sotto del megawatt; si tiene in considerazione la piccola cogenerazione, ma non la micro.

Riguardo alle emissioni, il testo unico ambientale (D.Lgs. 152/06) fissa limiti alle emissioni, peraltro alti, per impianti a gas naturale soggetti ad autorizzazione, quindi da 3 MW in su. In Piemonte il piano stralcio per il riscaldamento richiede per la cogenerazione che si pesino le emissioni sui kWh termici prodotti, ignorando la parte elettrica, la più pregiata.

Altro aspetto penalizzante per gli impianti piccoli è il contatore certificato e tarato in loco (e da ritarare in loco ogni 3 anni) che ha una forte incidenza economica su questi impianti.

Ci vorrebbe semplicità per la microcogenerazione, ma questa non è contemplata dalle norme vigenti (es. la CAR, l'incentivazione, etc.). In Germania si qualifica il prodotto e non il singolo impianto: è il prodotto che dà il bollino di alto rendimento, come un elettrodomestico. Deve essere il singolo impianto a essere qualificato a preventivo e poi a consuntivo anno per anno. Il metodo di riconoscimento della cogenerazione ex-post è un grosso handicap per la microcogenerazione. L'utente finale non cerca la complessità e invece ha Dogane (per gettiti minimi), contatori e tarature, qualifica a preventivo e consuntivo anno per anno, etc. tutte pratiche difficili da espletare da soli.

Un quadro normativo stabile permetterebbe all'industria italiana, che non dimentichiamolo è molto forte sui motori endotermici, di investire.

Se la macchina è non modulante e non dissipa basterebbe il contatore elettrico, qualche ufficio locale dell'Agenzia delle Dogane potrebbe però rifiutare l'abbonamento forfettario che è previsto per gli impianti che non hanno il misuratore elettrico. Di solito quindi si sceglie di installare un contatore del gas dedicato, meglio se è del distributore, che si occuperà di taratura e letture. Ci sono però situazioni in cui la nicchia dei contatori è lontana, sul perimetro della proprietà e potrebbe essere difficile far entrare un secondo tubo e solo alcune agenzie delle Dogane accettano il sottocontatore, se non è del distributore.

Anche se l'impianto non modula e non dissipa e il distributore ha installato un contatore dedicato, rimane comunque la qualifica ex post anno per anno da inviare al GSE. In Germania invece basta un'autocertificazione che vale sia per la parte fiscale, che per gli incentivi (BAFA 5,11 c€/kWh_e, mentre l'incentivo ai sensi del D.M. 5/9/11 è di circa 1c€/kWh_e).

Prospettive

Il D.Lgs 28/11 di recepimento della direttiva 2009/28/CE porterà probabilmente a una diffusione massiccia delle pompe di calore per soddisfare il fabbisogno termico degli edifici con fonti

rinnovabili, perché l'integrazione del riscaldamento con il solare termico richiede investimenti elevati. Il problema è capire se il sistema elettrico nazionale e il sistema di distribuzione locale possa sopportare la richiesta legata a un massiccio impiego delle pompe di calore. La diffusione della micro cogenerazione potrebbe equilibrare questo assorbimento.

Un'eventuale inclusione della microcogenerazione con certi meriti energetici, nel recepimento della 2010/31 consentirebbe efficienza negli edifici esistenti e un riequilibrio dello sbilanciamento introdotto da una forte diffusione delle pompe di calore.

Si auspica anche la possibilità di qualificare il prodotto (si è anche lavorato a una norma tecnica a riguardo, in sede CTI), evitando o semplificando le pratiche annuali con il GSE.

Intervista del 14/6/2012

Marco Lombardi – ATET - whispergen

Mercato

In Italia c'è un forte interesse per questa macchina (caldaia a basamento con motore Stirling e generatore energia elettrica da 0,99 kW_e), riceviamo continuamente richieste di informazioni e delucidazioni tecniche sul funzionamento e sulle prestazioni.

Grazie al motore Stirling non c'è praticamente manutenzione. Abbiamo iniziato le prove della macchina dal 2005. La prima unità che abbiamo avuto era costruita in Nuova Zelanda, mentre le macchine successive, evoluzione del modello iniziale, sono prodotte in Spagna in modalità industriale dalla EHE SI. La macchina è ora pienamente commercializzata e ne abbiamo diverse unità in “pronta consegna”. Non ci sono mai stati problemi tecnici.

Nell'utenza tipo nel Nord Italia, la macchina potrebbe lavorare circa 3.000 ore/anno, quindi quasi 3.000 kWh.

Una volta l'anno si procede al controllo di pressione dell'azoto; non ci sono filtri o materiale di consumo da integrare o sostituire. Nell'occasione si procede a un'analisi della combustione e alla pulitura della caldaia e delle superfici esterne dello Stirling. Quindi la stessa manutenzione di una caldaia a condensazione, con oneri per il cliente allineati con i normali contratti di manutenzione delle caldaie.

Abbiamo venduto negli ultimi 12 mesi diverse macchine, soprattutto al Nord (Piemonte, Lombardia e Veneto) dove siamo più conosciuti. L'Emilia-Romagna ha mostrato notevolissimo interesse per il WhisperGen.

Legislazione e normativa

Purtroppo non ci sono aiuti particolari alla micro cogenerazione domestica.

La macchina è cogenerativa, i rendimenti della macchina sono molto alti (confermati dalle prove del Politecnico di Milano che ne ha acquistato un esemplare), ma non beneficia del passaggio di fiscalità, essendo la macchina sotto 1 kW_e.

Data la quantità di energia elettrica prodotta dalla macchina lo scambio sul posto e il ritiro dedicato sono troppo complicati, considerando che è una macchina che viene montata nelle abitazioni e che quindi l'utilizzatore tipico è un normale cittadino. Ci vorrebbe qualcosa di molto più semplice con pagamento o compensazione immediata per l'energia elettrica immessa in rete. I certificati bianchi con una macchina così piccola riconoscono cifre troppo basse, che non valgono la fatica di richiederli o il costo di un professionista che se ne occupi.

In pratica quindi la macchina non gode di alcuno degli aiuti attualmente disponibili per la (micro) cogenerazione.

Non ci sono problemi autorizzativi, perché anche dal punto di vista delle emissioni, queste sono inferiori a una caldaia della stessa potenzialità.

Il fondo Kyoto lo abbiamo considerato e studiato, ma non utilizzato dato che l'importo non giustifica il disbrigo della pratica.

Prospettive

Credo che trainati dall'Europa, o se ci si ispirasse al quadro legislativo di altri mercati europei il futuro dovrebbe essere roseo.

Intervista del 30/5/2012

Gianni Pilati - RefComp

Mercato

Il mercato sta andando meglio.

A SolarExpo ci sono stati oltre 200 visitatori registrati di cui solo 35 interessati a solare termico e FV, alcuni alla biomassa e tutti gli altri alla cogenerazione. Molti operatori del fotovoltaico vogliono diversificare.

L'Emilia-Romagna conta molto sul mercato che è stato di circa una decina di micro cogeneratori nell'ultimo anno.

I progettisti sono molto interessati alla formazione sulla cogenerazione e sugli studi di fattibilità; le iniziative in tal senso sono state molto apprezzate e ci sono richieste per organizzarne altre.

Legislazione e normativa

C'è molta confusione nella fiscalità, che è stata recentemente risolta dalla legge 44/12. Il nuovo parametro per il 2012 di 0,22 m³/kWh è però penalizzante per i piccoli cogeneratori con bassi rendimenti elettrici. Inoltre tutti si lamentano delle attese per le pratiche con il GSE.

Il collegamento con il sito spesso "cade".

Anche il distributore può aggiungersi nel ritardo tecnico nel caso sia necessaria una nuova linea, dovuta al preventivo per la connessione.

Le ESCo che installano i nostri prodotti pensano di accedere ai TEE.

Il fondo Kyoto è stato pubblicizzato a tutti i clienti, anche potenziali, ma pochi hanno recepito. Per esempio la Regione Piemonte ha ancora 1,5 M€ sulla misura microcogenerazione.

Prospettive

Futuro in forte incremento. Non si deve vendere solo il cogeneratore ma tutto il servizio, valutando attentamente anche l'involucro edilizio: prima elimino gli sprechi e poi faccio cogenerazione.

Intervista del 4/6/2012

Simone Pirazzoli – Energifera

Mercato

Si riscontra un interesse sempre crescente per questa tipologia di soluzioni per il risparmio energetico e l'autonomia del fabbisogno. Anche negli incontri di formazione e divulgazione che organizziamo l'affluenza è in costante crescita e il grado di approfondimento degli interlocutori sta aumentando, facendo emergere che la cogenerazione sta cambiando la sua veste da tecnologia di nicchia a soluzione di uso comune per efficientamento energetico delle strutture. I tecnici ritengono la cogenerazione (micro e piccola) una soluzione per la riduzione dei consumi e dei costi del futuro, in sostituzione di tecnologie ormai obsolete e tradizionali. L'aspetto più rilevante sta nel fatto che la cogenerazione sta diventando una tecnologia conosciuta dai più, non solo degli esperti di settore, non c'è solo più il FV, di gran moda finora come soluzione ma in costante declino essendo basato solo da incentivazione. Le problematiche e gli ostacoli che ancora frenano questa soluzione nel decollare come diffusione non è tanto tecnico, quanto finanziario, tipico delle condizioni attuali dei mercati in genere. Il mercato della cogenerazione si fa sempre più interessante per vari gruppi di utenti anche eterogenei, ma al momento della scelta iniziano le criticità quando il cliente il più delle volte è costretto a rivolgersi a un istituto di credito o a un finanziatore terzo per portare a compimento i progetti. I problemi finanziari sono principalmente legati agli utilizzatori finali, costruttori, gestori di piscine, imprenditori, etc., tutte strutture per le quali oggi non è facile l'accesso al credito, e non è altrettanto possibile sottrarre liquidità preziosa al periodico andamento delle attività normali dato il momento di difficoltà comune.

Da giugno 2011 a giugno 2012 le vendite hanno riguardato macchine più nel settore della micro cogenerazione che della mini. La micro è un investimento più facile da proporre, in contro tendenza rispetto al 2010 e 2011. (Nel 2011 sono state vendute circa 20 macchine, il 60% sotto o a ridosso dei 50 kW). In Emilia-Romagna la normativa regionale ha aperto il mercato in maniera significativa (il 30% è andato in Emilia-Romagna, non solo micro) e nonostante le difficoltà generalizzate dei clienti anche il 2012 sta dando segnali comunque positivi, non di stagnazione o immobilismo.

Sta nascendo anche un mercato parallelo di crescente interesse nel proporre soluzioni accoppiate con altre fonti rinnovabili come il Fotovoltaico. Questa novità nasce dalla caratteristica tipica dei sistemi di Energifera in grado di funzionare in integrazione ad esse, con regime modulante ad inerzia nulla nei transitori elettrici, sia in casistiche grid-connected che stand-alone.

Legislazione e normativa

Sono presenti sul mercato da gennaio 2008, quindi con una esperienza consolidata in termini di affidabilità e produzione, nonché interfacciamento con le normative vigenti e in costante mutazione. La situazione, rispetto all'inizio sta sempre più definendosi in termini di regolamenti e

chiarezza e si stanno realizzando norme di riferimento piano piano più dettagliate, atte alla reale promozione delle tecnologie più efficienti e alla loro gestione e utilizzo certificato. La chiarezza diventa sempre più fondamentale per gli aspetti divulgativi e commerciali. Si stanno introducendo aiuti più forti, non tanto per l'investimento quanto per la gestione (certificati bianchi), utili all'abbattimento dei costi di esercizio e quindi a un più interessante rientro economico delle nostre soluzioni. Gli enti coinvolti nella gestione e regolamentazione delle centrali (Dogane, AEEG e GSE) hanno tempi ancora lunghi nel fornire risposte alle crescenti richieste che ricevono, in quanto in fase di strutturazione per tale nuovo mercato emergente. E' un dato di fatto che si ripercuote sugli aspetti economici e di soddisfazione da parte dei clienti (e.g. il GSE ci mette mesi a rispondere per il riconoscimento di Cogenerazione ad Alto Rendimento e scambio sul posto). La situazione deriva anche dal fatto che i nuovi decreti hanno cambiato le logiche di gestione e questi enti stanno inseguendo i cambiamenti progressivamente. Il fondo Kyoto è stata una delusione per le difficoltà di presentare le domande, con riscontro molto freddo degli istituti di credito (per le fidejussioni richieste). Il fatto che molti istituti di credito non abbiano aderito è un segnale di mancata efficacia della soluzione di finanziamento proposto. Cominciamo a riscontrare le prime avvisaglie di conoscenza da parte degli istituti di finanziamento in merito a richieste di finanziabilità dei cogeneratori, questo è un segnale positivo, che però deve perdurare nel diffondersi progressivamente.

Prospettive

Le prospettive sono positive e in costante crescita. È un dato statistico, si realizzano più progetti, non solo con le nostre macchine, ma in genere. Energifera dal canto suo sta diversificando le soluzioni cogenerative da proporre ai propri clienti per essere sempre un passo tecnologicamente parlando davanti ai competitor. Si sta strutturando un mondo, nel quale il cogeneratore diventerà un oggetto di uso comune. Un po' com'era il fotovoltaico 10 anni fa, quando si iniziavano a realizzare impianti, ma non era ancora diventato un fenomeno di massa. E' chiaro che la concomitante crisi degli ultimi due anni ha pesato parecchio. Lavoriamo nel mondo dell'efficienza legato a industria e servizi a 360°, panorama di clienti che ha quotidiani problemi con gli istituti di credito, che non stanno sostenendo le imprese. Vero è che troviamo anche diverse realtà solide che hanno la tenacia di continuare ad investire nella propria attività per renderla sempre più competitiva e questa è una delle soluzioni più interessanti ad oggi.

Non è un investimento speculativo, ma è legato all'abbattimento dei costi, così l'impresa potrà essere più competitiva domani, avendo un costo del prodotto finito o del servizio minore a parità di qualità. Il mercato ha avuto una flessione da fine 2009 (altrimenti il nostro giro di affari sarebbe circa il doppio). Molti progetti sono in stand-by non per volontà dei clienti finali, ma per costo del denaro troppo caro.

La consapevolezza della validità delle nostre soluzioni è di costante riscontro da parte di tutti i nostri clienti, che si rivolgono ad un'azienda che ha ormai 500.000 ore di esperienza consolidata sui nostri sistemi e un grado di affidabilità importante.

Peculiarità del prodotto

Il prodotto ha cinque brevetti sulla tecnologia e sulla regolazione, è unico. Si inserisce in un mercato che è quello della concorrenza, ma è più flessibile nel seguire il carico elettrico e termico, così si può applicare laddove sarebbe difficile per un cogeneratore tradizionale essere vincente, espandendo le possibili utenze, non più solo piscina, ospedale, settore alimentare, etc. Insomma i nostri sistemi sono a tutti gli effetti una centrale integrata auto dimensionante in relazione alle esigenze dell'utenza, anche la più complessa.

La nostra tecnologia brevettata costa leggermente di più ma è più adattabile e flessibile, nonché con funzionalità aggiuntive uniche, che vengono premiate e valorizzate per esempio in aziende produttive con processi particolari o piccole strutture di RSA con carichi meno costanti dei classici poli ospedalieri.

Anche nel residenziale può adattarsi meglio all'utenza grazie alla personalizzazione di priorità e calendarizzazione.

Inoltre, grazie alla possibilità di gestire passaggi grid-connected/stand-alone può diventare un gruppo elettrogeno e UPS a tutti gli effetti e ha funzionalità di rifasamento del carico che portano valore aggiunto in strutture in cui queste funzionalità servono e sono fondamentali, sostituendo gruppi di continuità o evitando di aumentare la potenza dell'allaccio elettrico (con tempi lunghi e alti costi) quando le strutture si espandono.

Sotto la soglia dei 30 kW_e la complessità hardware e il costo della componentistica sofisticata rema contro, perché su piccole utenze si guarda principalmente il prezzo di acquisto senza badare spesso alla qualità. Sopra quella soglia gli utenti sono più attenti e sensibili alle caratteristiche peculiari delle nostre caratteristiche e ci premiano.

Energifera tra l'altro ha sviluppato una policy di assistenza full-service che ci invidiano con periodiche e gratuite riqualificazioni dei sistemi per aumentare affidabilità, resa e redditività economica degli investimenti.

Per meglio comprendere la filosofia ed il mercato interessato alle nostre proposte, rimandiamo al nostro portale www.energifera.com.

Intervista del 6/6/2012

Marco Rossi – Viessmann

Mercato

Il microgeneratore Vitotwin 300 W basato su tecnologia Stirling integrato in una caldaia murale è già sul mercato in Germania ed in altri paesi europei. Il motore è maintenance free ed è richiesto un corso per gli installatori. Lo Stirling è prodotto della MEC (http://www.microgen-engine.com/index.php?option=com_content&view=article&id=13&Itemid=22). Si stanno facendo le prime installazioni in Italia, per verificare le operazioni di connessioni, pratiche GSE, etc.

Salendo di taglia i cogeneratori a catalogo arrivano fino a 401 kW_e per quanto riguarda l'alimentazione a gas naturale.

Viessmann aderisce a Cogena e AIEL e sta puntando sulla cogenerazione. Il mercato della cogenerazione a gas naturale aumenterà nei prossimi anni, ma la scarsa incentivazione e le burocrazie degli iter autorizzativi non danno quella propulsione al settore come accaduto in altri stati europei.

Abbiamo venduto diverse decine di unità negli ultimi anni. L'Emilia-Romagna è un mercato particolare, da un lato incentiva la cogenerazione, dall'altro impone delle condizioni restrittive per quanto riguarda i rendimenti e le emissioni inquinanti.

Legislazione e normativa

Oltre alla vendita ci sono le questioni di connessioni, scambio sul posto, officina elettrica. La tecnologia non è incentivata come in altri paesi europei e in queste condizioni non vengono veramente avvantaggiate le taglie piccole, che richiederebbero soprattutto semplificazioni. Un gruppo da 5kW_e dovrebbe diventare installabile quasi come un elettrodomestico (soprattutto quello da 1 kW_e). Il D.M. 5/9/11 non dà propulsione al settore, come invece ha fatto l'introduzione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica in altri settori. Tutti pensano al Fotovoltaico che è stato molto incentivato a differenza dell'efficienza energetica in genere.

Conosciamo il meccanismo del fondo Kyoto ma essendo fornitori di tecnologie non ne abbiamo diretti benefici.

Prospettive

Viessmann che ha efficienza e sostenibilità tra i propri Valori Aziendali da molti anni, ha una gamma di prodotti che copre svariati settori e tecnologie nel settore dell'Energia: gas naturale, biomassa, cogenerazione, pompe di calore, biogas, e non sono tutte. Il mercato della cogenerazione è molto sviluppato in Germania e meno in Italia. Normative e incentivi spostano l'ago della bilancia da una gamma di prodotti a un'altra nei diversi paesi in cui operiamo.

Siamo convinti che sostenibilità ed efficienza pagheranno.

Servizi offerti

Offriamo supporto sia a livello progettuale che nell'espletamento delle pratiche.

Intervista del 31/5/2012

Rudi Silvio Stella - Presidente Italcogen

Mercato

Il mercato della microgenerazione è soprattutto legato al gas naturale, ma vale la pena ricordare l'attività nel campo del biogas con circa 20 micro impianti installati in un'iniziativa che ha coinvolto la Coldiretti. I gestori sono soddisfatti degli impianti realizzati con finanziamenti a fondo perduto, mentre negli altri casi c'è la consapevolezza che si va in perdita per le attività aggiuntive che l'operatore agricolo deve fare e di cui non si era tenuto conto nella stesura del business plan.

L'Emilia-Romagna assorbe 60-80 macchine l'anno, alimentate a gas naturale, per la legislazione regionale, anche se i requisiti minimi sono piuttosto alti, comparando il rendimento totale dei micro cogeneratori con le caldaie a condensazione, non tenendo conto che il rendimento elettrico è legato alla taglia degli impianti. Il resto del mercato si sta spostando dalle taglie più piccole 5-6 kW_e verso taglie di 40-50 kW_e. Le stime di mercato sono circa 170 pezzi per il 2011, in crescita del 15% rispetto al 2010.

Ci sono anche gli Stirling Ariston e Baxi con alcune unità installate in Italia, soprattutto per prove di durata.

Al di là dell'incentivo (D.M. 5/9/11) che è poco significativo per la microgenerazione, ci sono due aspetti da rilevare: non c'è la volontà da parte del distributore elettrico a dare il via libera all'installazione, probabilmente per problemi dovuti al FV; problemi che invece non riguardano la cogenerazione, dato che la tecnologia è programmabile.

L'elemento fondamentale dello sviluppo della microgenerazione è l'applicazione dell'accisa sul carburante utilizzato nella produzione combinata di energia elettrica e calore in ambito civile. Una prima circolare 6/9/11 dell'Agenzia delle Dogane aveva indicato alle agenzie territoriali a richiedere l'installazione del contatore di energia termica, la pubblicazione del D.M. 27/10/11 aveva congelato entro valori fissi tabellati non equi la quota di combustibile a cui applicare le accise per la produzione combinata di energia elettrica e calore. La situazione si è rimodificata con la L. 44/2012 che ha reintrodotto dei criteri tecnici consolidati i quali comunque, non tanto nella metodologia, quanto sui valori, saranno oggetto di modifica a fine 2012.

Si evidenzia che le complicazioni esistenti inducono la presenza tra il cliente finale e l'erogatore del combustibile la presenza di soggetti informati che possono essere, sia la società di vendita dei combustibili che le società di servizi energetici (es. ESCO). Ad oggi l'insieme delle procedure (CAR e incentivo, fiscalità, etc.) è troppo complicato per il singolo utente finale ed i costi di consulenza per la microgenerazione sono troppo elevati rispetto ai benefici.

Legislazione e normativa

La situazione non è amichevole: il dispositivo di interfaccia deve essere omologato e arriva a costare l'apparecchio fino a 2.500 € (si pensi ai sistemi di protezione interfaccia SPI rispondenti al codice di rete A70), allontanando di fatto il punto di convenienza per le macchine più piccole. L'obiettivo per i progetti di ricerca europei è di arrivare sul mercato con lo Stirling da 1 kW_e a circa 4.000 €, quindi il sistema di protezione ed interfaccia incide per la metà e oltre del valore.

Riguardo gli incentivi, 1 kW_e in 2.500 ore, funzionamento caratteristico per la produzione di calore utile per la climatizzazione degli ambienti, può portare a casa circa 200 €/anno di incentivi (D.M. 5/9/11), valore che esteso per la durata del 10 anni equivale a 2.000 € a fronte di un investimento di almeno 8.500 € per 1 kW_e di microgenerazione.

L'integrazione delle direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE nella nuova EED non sembra vada nella direzione della microgenerazione, quanto più delle reti di riscaldamento locale. Anche l'etichettatura (2005/32/CE) va verso rendimenti di primo principio del 100%. La strada è quindi in salita, anche dal punto di vista normativo.

La connessione alla rete elettrica richiede, il pagamento per ottenere la Soluzione Tecnica Minima Garantita, vincoli di apparecchiature per controllo di frequenza e tensione che distacchino l'interruttore di interfaccia, che in una connessione passiva non c'è. E' la normativa tecnica stessa a richiederlo (CEI 021 per la bassa tensione) e il distacco deve essere garantito in 200ms per disturbi sulla tensione e di 100ms per disturbi sulla frequenza. C'è quindi bisogno del dispositivo di interfaccia, perché con i componenti a bordo macchina i tempi sarebbero più lunghi. Tutti questi dispositivi però hanno un costo che arriva a circa 2.500 €.

Prospettive

Sulle macchine piccolissime (sotto i 10 kW_e) si sta lavorando per sfruttare il fondo Kyoto, mentre per la legislazione vigente c'è un mercato in sviluppo (limitato) in Emilia-Romagna. Le taglie tipiche sono comprese tra i 10 ed i 17 kW_e. In generale nelle applicazioni terziarie, artigianali e piccole industriali le taglie sono quelle a ridosso dei 50 kW_e. Alcune multiutility stanno valutando di sviluppare mini reti per utenze "pluricentralizzate", che rientrino nelle definizioni di reti di teleriscaldamento. Si prediligono potenze basse per rimanere connessi in bassa tensione, evitando così i costi di una cabina di trasformazione, con macchine di solito tra 40 e 100 kW_e. Il mercato delle macchine sopra 50 fino a 200 kW_e è di circa 200 pezzi l'anno dei quali il 60% ha questo utilizzo. Il vantaggio per le utility è la fidelizzazione nel tempo della clientela.

Intervista del 14/6/2012

Nicola Tessari – Tessari

Mercato

Non credo nella microcogenerazione, almeno nelle taglie fino a 20-30kW_e, non ci sono le condizioni. Ho partecipato in Germania all'evento della Volkswagen in cui veniva presentato il cogeneratore basato sul motore della Golf. Lo hanno sviluppato con l'incentivo dello Stato tedesco. Non un incentivo che va sulle spalle di tutti, ma uno sgravio. Su potenze così piccole, il target è il condominio, dove flussi termici ed elettrici non coincidono, quindi si devono installare anche gli accumuli termici. Vedo la cogenerazione come la generazione simultanea dalla quale ci si deve aspettare una mancata spesa, non un guadagno.

Un altro punto importante è che il cogeneratore non è una caldaia con manutenzione una volta ogni sei mesi o un anno. Il cogeneratore ha una manutenzione molto più regolare e importante.

La cogenerazione deve essere abbinata a un uso sensato: rifugio, albergo, cucina, etc. In una scuola chiusa per lunghi periodi durante le vacanze, come posso sfruttare al meglio la cogenerazione? L'applicazione può essere interessante in altre utenze, come nelle piscine dove c'è da riscaldare l'acqua delle vasche, per usi sanitari, etc.

Abbiamo nelle taglie sotto i 50 kW_e un motore MAN e uno General Motor ma non ci sono i numeri: si vendono una decina di unità all'anno, in gran parte a gas naturale. Il mercato è soprattutto al Nord Italia e all'estero.

Legislazione e normativa

L'installazione di un cogeneratore richiede una serie di condizioni tecniche e fiscali che penalizzano l'applicazione (pannello omologato, ENEL che mette i bastoni tra le ruote, tutta la burocrazia, etc.). Le misure di sostegno finora non hanno sostanzialmente semplificato l'installazione e la gestione; la piccola cogenerazione è vista come una rottura di scatole.

Stiamo sostenendo con Cogena una diminuzione di questi innumerevoli paletti burocratici. Intendiamoci però, il lavoro va fatto e fatto bene ma ci deve essere uno sgravio degli adempimenti. Siamo convinti che in questo modo ci sarà una selezione del mercato, con operatori che siano qualificati e che sappiano eseguire correttamente tutte le operazioni che sono anche delicate.

I titoli di efficienza energetica non li vedo come uno strumento che cambi il mercato e la convenienza dell'installazione.

Bisogna sgravarsi e sgravare il settore dell'energia.

Prospettive

Sostengo l'autoproduzione concreta, intelligente e dinamica che potrebbe modificare l'attuale situazione: se c'è un'azienda che ha bisogno di acqua calda e un'altra che ha bisogno di energia elettrica, dovrei poter fare una gestione combinata e razionale dei flussi.

Oggi in Italia non si parla del biodiesel, mentre dal punto di vista tecnico si potrebbe fare (micro) cogenerazione con il biodiesel. Il problema non è tecnico, il biodiesel è tutto utilizzato per essere miscelato al carburante per autotrazione.

Il biogas sta dando lavoro ad alcuni, ma bisogna vedere cosa ne sarà con le future condizioni sugli incentivi.

Servizi offerti

Accompagniamo l'impianto, non imponiamo condizioni, ma proponiamo un servizio. Non offriamo il full service a priori; il cliente paga per quello che è un programma manutentivo basato sulle ore di funzionamento e non sui kWh prodotti.

In sostanza noi proponiamo di cooperare con il Cliente, che così può liberamente scegliere le opzioni a lui più confacenti tra i servizi che siamo in grado di offrirgli.

APPENDICE 3: QUESTIONARIO DI INDAGINE

QUESTIONARIO SULLA MICRO COGENERAZIONE E PICCOLA COGENERAZIONE FINO A 100 kWe

Dati di chi compila il questionario

Nome:	Cognome:	
Struttura di appartenenza:	Ruolo:	
Indirizzo:	CAP:	Città:
Telefono:	Fax:	e-mail:

Note per la compilazione

Si prega di compilare il questionario anche se non si è in grado di riempire tutti i campi.

1. Vendete micro e piccoli cogeneratori a:

- 1 terzi installatori
2 clienti finali

2. Esiste un listino prezzi?

- 1 Sì
2 No

In caso di risposta positiva, vi chiediamo la cortesia di inviarcelo via e-mail o postale ai recapiti indicati nelle "modalità di invio del questionario".

3. Quali servizi offrite all'utente finale (manutenzione esclusa):

- 1 Diagnosi energetica
2 Dimensionamento e progetto dell'impianto di cogenerazione
3 Pratiche autorizzative
4 Pratiche con il distributore
5 Pratiche con gli uffici dell'Agenzia delle Dogane
6 Riconoscimento Cogenerazione ad Alto Rendimento
7 Richiesta incentivi
8 Avviamento dell'impianto
9 Regolazione e messa a punto dell'impianto, accordandolo con gli altri impianti (esistenti o di integrazione)
10 Servizi finanziari
11 Altro
- Commenti:

4. Offrite servizi di manutenzione?

- 1 No

- 2 Sì, manutenzione full service:
- 3 Sì, manutenzione ordinaria
- 4 Sì, manutenzione straordinaria
- 5 Altro

5. Se offrite la manutenzione, la svolgete:

- 1 Direttamente
- 2 Tramite struttura esterna, unica a livello nazionale
- 3 Tramite licenziatari locali
- 4 Altro

6. Operate anche come ESCO:

- 1 Sì, offrendo contratti a garanzia di risultati
- 2 Sì, finanziando l'installazione che è poi ripagata dai risparmi generati
- 3 Sì, finanziando l'installazione e offrendo contratti a garanzia di risultati
- 4 No
- 5 Altro

7. Nel campo formazione e informazione, cosa offrite a progettisti, clienti e installatori:

	Progettisti	Installatori	(Potenziali) clienti		
Informazione (fiere)			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Informazione (web)			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Informazione (pubblicità)		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Informazione	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
Formazione tecnica		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
Altro	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
Altro	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		

8. Quali sono gli intervalli di manutenzione delle macchine?

(indicare se sono legati solo alle ore di utilizzo o anche agli intervalli temporali. Nel caso vendiate/distribuite diversi prodotti o taglie, indicare gli intervalli)

9. Quali garanzie vengono fornite e a quali condizioni?

(Nel caso vendiate/distribuite diversi prodotti o taglie, indicate le diverse condizioni)

10. Tenete sotto controllo il funzionamento delle installazioni?

- 1 Sì, nostri incaricati si recano periodicamente presso i clienti
- 2 Sì, installiamo sistemi di controllo che registrano in locale i parametri di funzionamento
- 3 Sì, installiamo sistemi di controllo che teleleggiamo con regolarità
- 4 Altro

Osservazioni e commenti

.....

.....

.....

TRATTAMENTO DEI DATI

I dati forniti con il presente questionario saranno utilizzati esclusivamente per l'effettuazione di un'indagine conoscitiva e non saranno diffusi i riferimenti personali, salvo quelli indicati nel riquadro denominato "Dati del referente, contattabile da terzi per approfondimenti sull'esperienza segnalata (facoltativo)", per i quali si dà esplicita autorizzazione alla pubblicazione. Titolare del loro trattamento ai sensi del D.Lgs. 196/2003 è la FIRE, nella persona dell'ing. Dario Di Santo. In qualsiasi momento potrà esserne richiesta la modifica o cancellazione alla FIRE stessa inviando una mail all'indirizzo fire@fire-italia.org o scrivendo all'indirizzo: FIRE, via Anguillarese 301, 00123, Roma.

Do il consenso al trattamento dei dati personali.

Firma.....

MODALITÀ DI INVIO DEL QUESTIONARIO

Il questionario deve essere inviato via e-mail all'indirizzo reale@fire-italia.org o via fax allo 06 30486449.

ALLEGATO 4: MATERIALE FORNITO DALLE AZIENDE INTERVISTATE

LA MICROCOGENERAZIONE IBRIDA E MODULANTE A INERZIA NULLA COME PREMESSA PER UN IMPIEGO ILLIMITATO DELLE RINNOVABILI

(Ing. Sergio Zanarini - Convegno: "Trasporto e Stoccaggio dell'Energia come diventare "Smart" – Milano 11 luglio 2011 - ANIMP)

Oggi nel mondo il problema energetico sta divenendo sempre più stringente a fronte di un'accelerazione demografica che non pare subire significativi rallentamenti.

Basta una breve riflessione per capire la dimensione del problema.

Alla fine della seconda guerra mondiale gli abitanti del pianeta erano meno di due miliardi.

Oggi si può entrare in un sito internet dove si vede un numeratore con l'ultima cifra che scorre vorticosamente e che, in ogni caso, indica un numero superiore ai sette miliardi.

Si può dunque affermare che con questa velocità di crescita demografica, quelli che non hanno la distribuzione elettrica sono percentualmente e di gran lunga sempre più di quelli che ce l'hanno.

Va anche osservato che, poiché la diffusione della conoscenza e dell'informazione transita attraverso tecnologie certamente meno energivore di quelle necessarie al miglioramento della qualità della vita, esistono nel pianeta sempre più persone che sanno come si farebbe a star meglio ma non possono usare o acquistare gli strumenti per farlo e spesso sono anche impazienti.

La tecnologia che stiamo impiegando per produrre energia cresce troppo lentamente e a scatti di giga watt in giga watt, creando tempi di attesa

troppo lunghi per essere accettati dalla pazienza delle centinaia di milioni di giovani che ci osservano dalla parte sud della nuova frontiera del mediterraneo.

Il nostro attuale sistema di produzione dell'energia è un po' come il treno, collega le grandi città ma non può raggiungere capillarmente le comunità sparse nelle campagne del mondo e occorre troppo tempo per stendere i binari.

E' ora che pensiamo e realizziamo praticamente un nuovo modo di produrre e distribuire l'energia, bisogna creare le automobili del mondo elettrico, ricostruendo e riadattando la rete di distribuzione, la sua componentistica con unità leggere, di produzione distribuita, poiché il progresso tecnologico degli ultimi 40 anni nell'informatica, nelle automazioni di processo e nell'elettronica di potenza ormai lo consente.

In particolare l'elettronica di potenza consente ora di creare macchine elettriche di generazione senza tempi di reazione dipendenti dai momenti di inerzia meccanici, capaci di reagire a qualsiasi transitorio di carico in millesimi di secondo, sotto il controllo di microprocessori da qualche euro, più potenti dei sistemi di calcolo che anche solo 30 anni fa governavano una grossa centrale.

Con queste premesse si prospetta uno spazio infinito di sviluppo legato alla grande flessibilità delle nuove macchine, che si andranno a realizzare nell'area della generazione e della distribuzione. Occorre ovviamente una rapida presa di coscienza di queste nuove opportunità, da parte sia dei politici che dei grandi player del settore distributivo per evitare che vengano frenate le nuove tecnologie così come, alla fine dell'800, frenare la

diffusione delle lampade elettriche non servi' a continuare a far vivere l'illuminazione a gas delle città.

Io credo che queste nuove possibilità applicative rappresentino una grande opportunità di creazione di sviluppo e di occupazione anche perché, dopo le note vicende Giapponesi, la gente vede il nucleare e le grandi centrali come un'opzione non più praticabile, per qualche sorta di timore ancestrale che, anche se in gran parte irrazionale, non pare a breve rimovibile.

La cosa certa è che l'energia elettrica servirà ancora e in dosi sempre più massicce per alimentare un pianeta che cresce.

Il futuro dei prossimi 30 anni, volendo essere realistici, è fatto di petrolio, carbone, metano, vento e fotovoltaico, per continuare per ancora molti anni ad essere, fotovoltaico + metano + idrogeno nei meccanismi di produzione individuale e nelle microreti sparse che però impatteranno centinaia di milioni di persone.

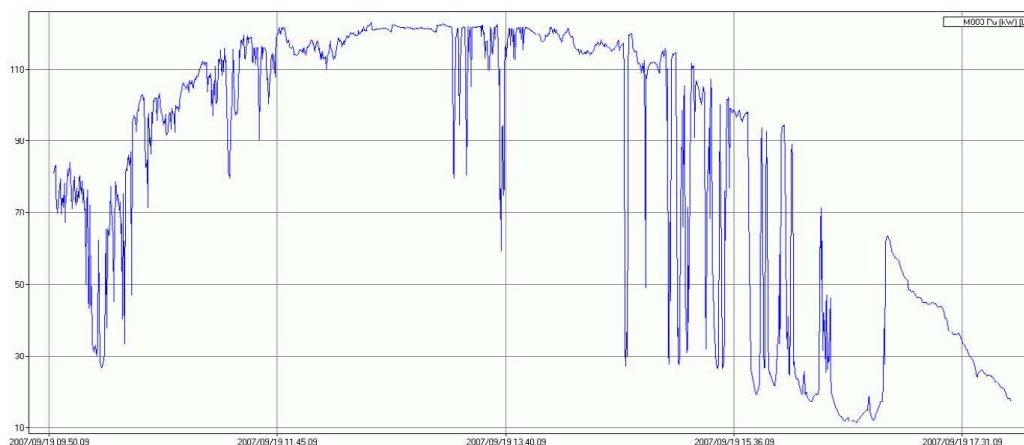
Esso continuerà ad essere metano, carbone, petrolio e forse nucleare di nuova generazione per le grandi centrali destinate ai macroagglomerati industriali.

E' dunque necessario incrementare fin d'ora l'impiego delle rinnovabili perché la gente lo vuole e perché, tutto sommato, se ben giocata dal nostro paese, questa può essere un'opportunità per sviluppare tecnologie, competenze, prodotti facilmente spendibili non solo in casa nostra ma in tutto il mondo, entrando tra i primi in un mercato i cui sviluppi si intravedono formidabili.

Il rovescio della medaglia delle fonti rinnovabili è la loro discontinuità e la non programmabilità, come si vede esaminando il diagramma di potenza di

un campo fotovoltaico da 100 kW di picco in una giornata standard con poche nubi.

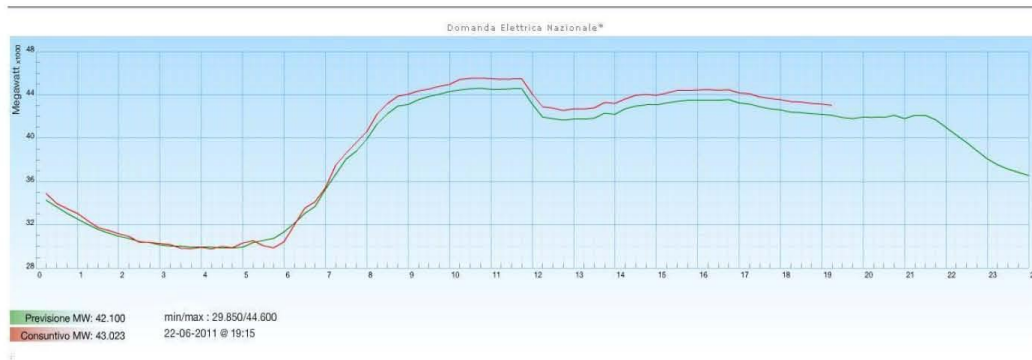
Il fotovoltaico è quella roba lì che vedete in figura.



Nel ciclo giornaliero di 24 ore, abbiamo un generatore che viaggia per oltre dodici ore a potenza nulla e le rimanenti da zero alla massima potenza di campo con continue rapide oscillazioni che lo rendono inutilizzabile ai fini pratici.

Pensando alle nostre zone industriali, anche se la copertura delle migliaia di capannoni artigianali possono fornire, con i loro 2000-3000 metri quadrati, qualche centinaio di Kilowatt di picco ciascuna, è evidente che senza particolari accorgimenti, quali l'attuale tecnica di immissione in rete, stiamo parlando di energia scarsamente utilizzabile e in ogni caso relegabile in una fascia percentualmente poco significativa.

Come bene sappiamo il flusso di energia che serve al funzionamento delle attività umane ha l'andamento quotidiano visibile nel sito di Terna



E tale andamento poiché è generato dai bisogni dell'utenza , deve essere rispettato in tutte le stagioni quando il cielo è coperto e anche quando è notte e non tira vento.

Occorre dunque associare alle rinnovabili anche le fonti tradizionali perché è impensabile accumulare anche solo per una singola macchina da 200 kW l'energia necessaria a far fronte a una settimana di cielo coperto e di bonaccia.

Sarebbe necessario un sistema di accumulo mastodontico e costoso, con un rendimento modesto e una durata di vita di circa 400 cicli per il piombo e al massimo di 2000 cicli per i sistemi più innovativi, prima di procedere al processo di smaltimento.

E' pertanto necessario, avvalendosi di nuove tecnologie, pensare a costruire delle macchine modulari ibride di nuova generazione, veloci nella risposta elettrica, flessibili, compatte e parallelizzabili alla rete di bassa con potenze comprese tra i 20 e i 200 KW massimi continuativi, capaci di interfacciarsi

con campi fotovoltaici della stessa potenza per realizzare isole di energia indipendenti e tra loro interconnesse, con il solo scopo di sincronizzarsi reciprocamente e di gestire in isola stand-by manutentivi.



Un esempio intuitivo è la gestione di un'isola o di un gruppo di isole realizzato in bassa tensione con un sistema di macchine modulanti e distribuite, ognuna con i propri carichi privilegiati e tutte interconnesse, allo scopo di scambiarsi informazioni e pacchetti di energia tesi ad ottimizzare l'impiego delle rinnovabili, minimizzando l'utilizzo dei combustibili tradizionali

o al limite eliminandoli in gran parte aumentando, oltre la potenza della macchina, il contributo del sole e del vento o stoccando il surplus dell'energia della microrete in idrogeno a bassa pressione, riprendendo la perduta tecnologia dei vecchi gazometri già affidabili ai tempi delle nostre nonne, quando si impiegava il gas di città (che era idrogeno sporco) per cucinare e riscaldarsi.

Le macchine ibride fotovoltaiche realizzate da Energifera con ingombri paragonabili a quelli di una autovettura di grossa cilindrata, utilizzate sulle reti di bassa preesistenti, consentono un immediato aumento della potenza disponibile, creano elevato margine di controllo alla rete in mano al gestore, risolvono alla radice i problemi di squilibrio delle rinnovabili e i problemi di sovraccarico istantaneo, consentendo elongazioni di assorbimento del carico fino a più volte il valore nominale in dipendenza dalla potenza dell'inverter di rete, rendono disponibile al gestore di rete una sorgente continuamente regolabile di potenza sia attiva che reattiva.

Il loro impiego nel territorio genererà sistemi di microreti completamente automatiche distribuite a grappoli assieme agli insediamenti umani, come tante isole nel mare, con una velocità di diffusione paragonabile a quello delle automobili che, nel frattempo, diventeranno prima ibride, poi elettriche e avranno la stessa rete di assistenza delle micro centrali con cui condividono concettualmente la stessa complessità tecnologica.

Anche le attività possibili di sabotaggio saranno vane perché potranno spegnere al massimo 200 kW per volta.

Così pure terremoti e tsunami avranno solo effetti energetici localmente modesti.

Mi ha sempre affascinato quanto il geografo Strabone nel primo secolo avanti Cristo, narrava della città di Petra, dove una sorta di smart-grid idraulica collegava 200 bacini in un territorio di 90 Km² deserto senza sorgenti; alimentati dalla rugiada notturna condensata, generavano un costante flusso di acqua potabile per la necessità di una città di 40'000 abitanti e per gli ospiti illustri veniva generata anche una cascata.

In fondo possiamo immaginare che la nostra situazione energetica attuale è abbastanza simile anche se su scala infinitamente maggiore; ci serve tanta energia ma la vogliamo prelevare solo da fonti naturali non inquinanti e uniformemente distribuite sul territorio.

Questa idea mi ha sempre accompagnato fino a tradurla in una serie di macchine vere e tangibili, affidabili e sicure da immettere sul mercato, oggi realizzate da Energifera Srl.

Utilizzando l'esperienza maturata sugli inverter di potenza e sulle applicazioni solari Energifera ha realizzato la gamma di macchine adatte alle applicazioni pratiche di cui stiamo parlando.

Avendo accumulato oltre 300'000 ore di funzionamento su applicazioni distribuite, Energifera crede di aver raggiunto l'affidabilità necessaria, se qualcuno ce lo permette, a realizzare un'isola energetica integrata alla rete e ad impatto nullo da parte delle rinnovabili.

Credo che senza soluzioni di questo tipo tra qualche anno sarà impossibile l'immissione in rete di altra potenza fotovoltaica.

TEMA® (Total Energy Manager)



La macchina di Energifera denominata TEMA è un microgeneratore con un rendimento energetico di sfruttamento della fonte primaria vicino al 90% operante anche in inseguimento elettrico dei transitori delle variazioni di carico in tempo pressoché nullo, mantenendo costante tensione, frequenza e un elevato standard di qualità dell'elettricità prodotta anche in isola.

I consumi da fonte primaria (metano, gpl, gasolio...) sono proporzionali alla potenza elettrica richiesta comunque rapidamente essa fluttui e pertanto grazie a questa caratteristica può essere associato per ridurre proporzionalmente i consumi con sistemi di generazione a inverter da fonti

rinnovabili come il sole ed il vento, realizzando in tal modo un rapido rientro dell'investimento sostenuto.

Trattandosi di una macchina cogenerativa è stata prevista con i fluidi in uscita a temperatura regolabile indipendentemente dalla potenza elettrica generata e questo allo scopo di ottenere un facile abbinamento con moduli ad assorbimento per produrre freddo, caldo, acqua potabile da acqua marina e/o salmastra.

La macchina modulare può così essere parallelizzata con altre macchine simili, sia dal lato elettrico che dal lato termico per aumentare proporzionalmente sia la disponibilità di potenza elettrica che termica in funzione dell'isola energetica che si va a creare.

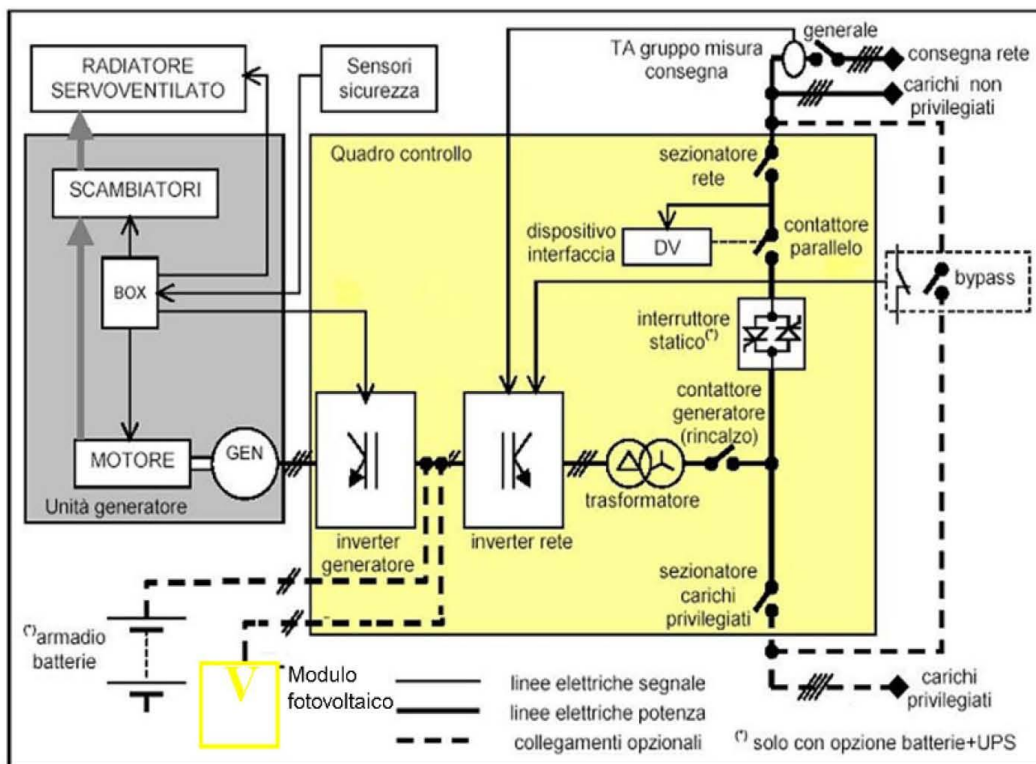
La microrete così creata può essere connessa in parallelo con una rete convenzionale in tal caso le singole macchine rendono disponibile al gestore di rete via internet, sia il set point della potenza attiva che della potenza reattiva, così come pure tutte le misure interne che le misure di stato per fini sia tariffari che manutentivi.

Poiché tutte le singole macchine sono dotate di un sistema di accumulo definibile come dimensioni all'atto dell'installazione, la macchina si presta anche, sotto comando del gestore di rete ad erogare fino al doppio della potenza nominale, per far fronte a momentanei sovraccarichi di rete.

Una esperienza che è ad oggi fattibile consiste nel provare ad utilizzare il surplus di rinnovabili connesse alla macchina o alla microrete convertendole in idrogeno miscelabile al metano di alimentazione; queste prove già fatte su autobus per il trasporto passeggeri con motori endotermici a metano hanno

evidenziato con miscela al 20% un aumento di rendimento e una forte riduzione di NOx e CO2 allo scarico.

La figura che state vedendo evidenzia in modo semplice e schematico la struttura funzionale della macchina TEMA.



Come si può vedere il modulo microgenerativo realizzato da Energifera utilizza un motore endotermico a pistoni; questa scelta nasce dalla necessità

di lavorare a velocità variabile per modulare la potenza elettrica e di poter arrestare e riaccenderne il motore stesso numerose volte durante la giornata quando la richiesta di potenza elettrica in uscita scende sotto i livelli minimi prefissato per i quali è sufficiente l'utilizzo del pacco batterie.

Il motore endotermico utilizza come motore di avviamento il generatore rotante a gabbia di scoiattolo robusto ed affidabile, gestito da un inverter generatore, il cui compito è quello di avviare la parte meccanica della macchina per poi diventare uno spillatore di potenza elettrica a velocità variabile; la potenza è resa disponibile sulla barra in continua alla tensione della batteria di circa 600 Volt che funge più da volano elettrico che da sistema di accumulo dal momento che deve solo compensare i tempi di andata a regime del motore endotermico e i temporanei transitori di attacco e stacco dei carichi (pompe, ventilatori, condizionatori, compressori, ecc..).

La barra di batteria successivamente alimenta il secondo inverter di rete che se opera in parallelo con la rete, si comporta come una macchina asincrona trasferendo tutta la potenza resa disponibile dal generatore endotermico; in isola o al mancare della rete si trasforma in pochi millisecondi in una macchina sincrona capace di continuare a garantire una elevata qualità dell'elettricità prodotta.

Questo inverter si comporta inoltre come osservatore dell'utenza e dalla rete, misura le richieste di potenza sia attiva che reattiva operando di conseguenza e comunicando istante per istante alla mappatura delle centralina del motore endotermico la giratura necessaria per ottenere la potenza meccanica richiesta; gestisce inoltre tutti gli algoritmi di controllo della parte termoidraulica e tutta la sensoristica di misura e diagnostica.

Per motivi di tempo dietro questa sintetica descrizione funzionale ci sono più di 20'000 ore di software e come già detto oltre 300'000 ore di attività operativa di affinamento sul campo, su utenze operative di nostri clienti.



Come si vede la rete o il cloud, come adesso si usa dire, consentono ad un posto centrale dovunque collocato di vedere come un'unica grande centrale virtuale sia la pluralità delle macchine TEMA che la pluralità delle microreti attive, consentendo sia la gestione economica che le attività manutentive sparse sul territorio.

E' innegabile che un tale modello di distribuzione è capace di amplificare e accelerare il processo di diffusione delle rinnovabili e in particolare del fotovoltaico sul territorio, creando posti di lavoro, professionalità e nuove opportunità di Business sia in Italia che all'estero.

Energifera S.r.l.

Ing. Sergio Zanarini

www.energifera.com



ENERGI-FERA S.r.l.

Sede Legale e Operativa
Strada Statale Selice, 47
40026 Imola (Bo) Italia
Tel. +39 0542.011750 Fax +39 0542.011755



Reg. Imprese Bo, Cod. Fisc. e Part. IVA
02699711202

Cod. Identificativo IVA Intracomunitaria: IT02699711202
R.E.A. 460218BO

Capitale Sociale euro 310.001

Efficienza energetica. Energifera vola in Cina

Imola, 29 maggio - Il fine settimana scorso, il Ministro dell'Ambiente Corrado Clini, ha inaugurato presso l'Università Jiao Tong di Shanghai il Gel, "Green Energy Laboratory", un padiglione destinato allo studio e alla ricerca dell'efficienza energetica nell'edilizia.

Un milione e trecentomila euro è stato il costo della prima costruzione universitaria cinese che consegue la certificazione ambientale internazionale Leed con il voto "gold".

Una tecnologia tutta made in Italy: dalle facciate coperte da un involucro traforato di ceramica (della fornace toscana Ceipo) che filtrano il sole estivo riducendo di 30 gradi la temperatura sulle pareti esterne, ai pannelli solari FV e termici di varia tipologia, che consentono non solamente il riscaldamento invernale ma anche di usare il sole per raffreddare gli ambienti d'estate, all'_impianto di cogenerazione realizzato da Energifera Srl attraverso l'installazione di una TEMA® 30 a servizio della Smart Grid sulla quale sono connesse fonti rinnovabili intermittenti (fotovoltaico ed eolico), simile all'esperienza presso l'Area Science Park di Trieste di cui precedentemente Clini era Presidente.





ENERGIFFERA S.r.l.

Sede Legale e Operativa
Strada Statale Selice, 47
40026 Imola (Bo) Italia
Tel. +39 0542.011750 Fax +39 0542.011755

SINCERT



Reg.Imprese Bo, Cod. Fisc. e Part. IVA
02699711202

Cod. Identificativo IVA Intracomunitaria: IT02699711202
R.E.A. 460218BO

Capitale Sociale euro 310.001

“E’ il riconoscimento per Energifera di possedere una tecnologia unica poggiata su sei brevetti internazionali” ha detto Erik Lanzoni Account Manager di Energifera Srl.

TEMA[®] infatti (**Total Energy Manager**), è una macchina di mini-cogenerazione ibrida elettronica, brevettata multi-inverter e capace di operare a velocità di generazione variabile, sia in parallelo rete che in isola con inerzia elettrica nulla nei transitori di potenza.



Sopra i due piani di laboratori e aule, vi sono due appartamenti. Uno - la "smart home" - in cui si sperimentano nell'esercizio reale le apparecchiature destinate al mercato di consumo e l'altro - a zero emissioni: non chiede energia se non quella autoprodotta - tempestato di sensori e rilevatori. In questi appartamenti test, due sperimentatori dell'Università di Ferrara stanno validando nell'uso reale alcuni algoritmi alla base di modelli finora teorici.

Energifera

Energifera (www.energifera.com) è un'azienda italiana con sede ad Imola (BO). Grazie ad un importante know-how maturato nei settori dell'elettronica di potenza, dell'elettronica di controllo e delle macchine di generazione di energia, Energifera rappresenta un punto di eccellenza in grado di fornire prodotti e soluzioni innovativi per ottenere indipendenza energetica con la massima qualità attraverso l'elettrificazione ibrida ed efficienza energetica nel mercato della piccola cogenerazione distribuita.

Certificata ISO 9001:2008, Energifera progetta, costruisce e commercializza prodotti elettronici e termomeccanici all'avanguardia per il mercato delle energie alternative e per quello dell'efficienza energetica nell'ottica della nuova filosofia rappresentata dalla generazione distribuita.

Parte seconda

ANALISI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO DI MACCHINE COGENERATIVE E LINEE GUIDA PER IL DIMENSIONAMENTO E LA GESTIONE

SOMMARIO

GLOSSARIO.....	99
INTRODUZIONE.....	100
METODOLOGIA	102
1 PRESENTAZIONE DELLE APPLICAZIONI	103
1.1.1 Cogenerazione ad alto rendimento.....	103
1.1.2 Incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento.....	106
1.1.3 Sistemi efficienti di utenza	107
1.1.4 Scambio sul posto.....	110
1.1.5 Il ritiro dedicato.....	111
1.1.6 ESCO.....	112
1.1.7 Valorizzazione dell'energia elettrica	113
1.1.8 Semplificazioni fiscali e fiscalità del combustibile impiegato dal microgeneratore .	114
1.1.9 Autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del microgeneratore.....	114
1.2 Integrazione a un impianto di riscaldamento	115
1.3 Integrazione a un impianto di produzione di acqua calda sanitaria	117
1.4 Integrazione a un impianto di riscaldamento con pompe di calore elettriche.....	118
2 STRUMENTI INSTALLATI	121
3 DESCRIZIONE DELLE MACCHINE MONITORATE, DEGLI SCHEMI IMPIANTISTICI E DELLE UTENZE	124
3.1 Collegio - Milano	124
Descrizione dell'utenza e dell'impianto.....	124
Utilizzo dell'energia termica ed elettrica	125
3.2 Condominio con acqua calda centralizzata - Milano	129
Descrizione dell'utenza e dell'impianto.....	129
Utilizzo dell'energia termica ed elettrica	130
3.3 Condominio con pompe di calore ad acqua di falda - Alba.....	135
Descrizione dell'utenza e dell'impianto.....	135
Utilizzo dell'energia termica ed elettrica	136
3.4 Centro sportivo - Roma.....	141
Descrizione dell'utenza e dell'impianto.....	141
Utilizzo dell'energia termica ed elettrica	142
3.5 Impianti natatori pubblici - Bologna	147
Descrizione dell'utenza e dell'impianto.....	147

4 LINEE GUIDA PER IL DIMENSIONAMENTO E LA DIFFUSIONE DEI MICROCOGENERATORI	151
4.1 Dimensionamento.....	151
4.2 Altre valutazioni	154
4.3 Diffusione dei cogeneratori	157
CONCLUSIONI.....	159
RINGRAZIAMENTI	161
BIBLIOGRAFIA.....	162
ALLEGATI.....	163
All. 1 - Rendimenti di riferimento per la generazione separata elettrica e termica per il calcolo del PES.....	163
All. 2 – Fattori di correzione per il calcolo del PES.....	164
Fattori di correzione per le condizioni climatiche medie	164
Fattori di correzione per le perdite evitate sulla rete.....	164

GLOSSARIO

ACS: Acqua Calda Sanitaria

AEEG: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

AIRU: Associazione Italiana Riscaldamento Urbano

BAT: Best Available Techniques

BEN: Bilancio Energetico Nazionale

CAR: Cogenerazione ad Alto Rendimento come definita nel D.M. 4 settembre 2011

CB: certificati bianchi

COP: Coefficient Of Performance

ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

ESCO: Energy Service Company

FIRE: Federazione italiana per l'uso Razionale dell'Energia

FTT: Finanziamento Tramite Terzi

GSE: Gestore dei Servizi Energetici

GPL: Gas di Petrolio Liquefatto

ICT: Information and Communication Technology

MCI: motore a combustione interna

PA: Pubblica Amministrazione

pci: potere calorifico inferiore

PdC: pompa di calore

PES: Primary Energy Saving, indice di risparmio in fonti primarie per la CAR

SSP: scambio sul posto

TCVVV: Società Teleriscaldamento Coogenerazione Valtellina, Valchiavenna e Valcamonica spa

tep: tonnellata di energia primaria

TG: turbina a gas

N.B. Nel testo si fa spesso riferimento alla taglia degli impianti o alle potenze elettriche e termiche generate. Per alleggerire la notazione si è in genere utilizzato kW o MW come unità di misura per indicare la potenza elettrica o quella termica a seconda del contesto, inserendo i pedici "e" e "t" nei casi in cui potessero sorgere dubbi interpretativi.

INTRODUZIONE

Un impianto di microgenerazione mentre è al servizio di una specifica utenza termica genera elettricità in collegamento colla rete elettrica, rete che, dopo la liberalizzazione del 1999, accetta scambi bidirezionali fra gli utenti e la rete stessa. Sebbene sia teoricamente possibile cedere anche il calore a una rete di teleriscaldamento tale opzione non è ad oggi sfruttata (salvo applicazioni particolari), in quanto le reti di calore non hanno l'obbligo di accettare il calore fornito degli utenti.

Usualmente un impianto di microgenerazione è esercito sulla base della domanda di calore, per motori di piccola taglia non dotati di inverter è conveniente operare alla potenza massima nominale perché la modulazione porta a una riduzione del rendimento elettrico. Nel contempo occorre anche evitare frequenti spegnimenti ed accensioni per ridurre le perdite dei transistori; questi due obiettivi sono raggiungibili più o meno facilmente in funzione sia della quota del fabbisogno termico coperta dalla cogenerazione sia della possibilità dell'utenze di assorbire calore senza immediate variazioni di temperatura, cioè dalla capacità termica del carico, alta per piscine e per edifici con murature spesse, bassa per edifici leggeri o per reti di ACS senza specifici serbatoi per accumulo.

La produzione elettrica non auto consumata può essere immessa in rete e consumata in altri momenti (per potenze fino a 200 kW per le quali è attivo lo scambio sul posto), su una base puramente economica legata al prezzo nelle diverse ore. Su queste premesse si può dire che il piccolo impianto tende a comportarsi in maniera opportunistica secondo le sue necessità, ricorrendo alla rete elettrica sia per scaricare i suoi superi, sia per prelevare i propri bisogni. Questa modalità è favorita e rafforzata dalla rigidità della normativa sia fiscale sulle accise sia relativa all'allacciamento e all'uso della rete, che in passato – e ancora oggi nella mentalità di molti funzionari provenienti dall'esperienza dei monopolisti – tendeva a considerare i piccoli impianti come un fastidio da dover sopportare con il minimo di incombenze. Se la presenza della micro generazione, sia da fonti rinnovabili che da cogenerazione, sarà sempre più rilevante si porrà il problema di una revisione delle norme e delle regole tale da favorire una maggiore integrazione ed affidabilità. È questo il tema delle smart grid che sta muovendo i suoi primi passi e dovrà trovare le regole e le tecnologie per premiare l'efficienza globale e la flessibilità vista con affidabilità del servizio.

Le macchine con inverter si prestano invece a un funzionamento a inseguimento del carico elettrico, che le rende teoricamente adatte ad operare in supporto alla regolazione e alla stabilità della rete se inserite in una rete intelligente con dispacciamento da parte del distributore³². In futuro tali applicazioni potranno avere un loro spazio se le regole del sistema elettrico verranno

³² In accoppiamento con un sistema di accumulo termico, per mantenere elevato il recupero di calore e il PES delle macchine.

modificate per tenere conto delle esigenze collegate alla crescita delle fonti non programmabili e del cambiamento del mix produttivo del parco centralizzato.

Superata la fase della dimostrazione della funzionalità, rivisti in modo più razionale i costi del dispacciamento e di come addebitarlo a chi li produce, non solo ai consumatori come oggi, ristrutturare le reti in modo che anche ai piccoli impianti arrivino i segnali di costo sul mercato e la fornitura di energia e di capacità di offerta, in modo che possano partecipare al sistema, la microgenerazione potrà uscire dalla sua nicchia protetta e dare, a pieno titolo il suo contributo alla sostenibilità del sistema energetico.

In questo studio vengono analizzati i possibili schemi di utilizzo di un microgeneratore, fornendo riportati i dati di funzionamento di alcuni microgeneratori raccolti sul campo e ne vengono tratte una serie di considerazioni.

METODOLOGIA

Lo studio parte dalla presentazione delle principali applicazioni della microcogenerazione nel nostro Paese in ambito civile, illustrandone le caratteristiche e riportando le valutazioni economiche, energetiche e ambientali fatte da FIRE sulla base dei dati di letteratura e di mercato, sintetizzate in appositi indicatori di performance. Tali valutazioni sono propedeutiche all'analisi dei dati di funzionamento degli esempi di cogeneratori monitorati nel corso dell'indagine e consentono di trarre delle indicazioni sulla fattibilità energetica, ambientale ed economica di tali applicazioni.

Vengono dunque descritti gli strumenti utilizzati per le misurazioni sul campo e sono riportate le valutazioni basate sull'analisi dei dati raccolti, sintetizzati in appositi diagrammi. Oltre agli strumenti installati sul cogeneratore e ai sistemi di telelettura integrati negli impianti ci si è avvalsi di strumenti a lettura ottica per i contatori del gas installati da FIRE in modo da raccogliere i dati sui consumi termici, spesso non monitorati su base oraria come nel caso dell'elettricità³³.

Seguono le linee guida per le applicazioni della microcogenerazione e le conclusioni del lavoro di ricerca e analisi.

Si ringraziano sentitamente per la collaborazione le società che hanno fornito i dati e collaborato fornendo informazioni, nonostante le difficoltà attraversate da alcune di esse. Si fa presente a tale proposito che il terremoto che ha colpito la regione Emilia Romagna ha avuto delle conseguenze sull'attività svolta sia perché ha creato serie problematiche ad alcune delle aziende più attive nell'installazione di macchine microcogenerative, sia perché nella regione sono localizzate buona parte delle applicazioni, in virtù delle condizioni regolatorie favorevoli evidenziate nella prima parte di queste attività. Ciò ha causato l'impossibilità di ottenere alcuni dati e ritardi nella ricezione e dunque nell'analisi di quelli qui presentati. È stato fatto il possibile per dare al lavoro completezza e profondità di valutazione.

³³ In particolare ci si è avvalsi del Comet XPS/XRS-60 della Xemtec.

[10] PRESENTAZIONE DELLE APPLICAZIONI

Le applicazioni della cogenerazione in ambito civile si possono dividere nelle seguenti categorie:

- integrazione a un impianto di riscaldamento ed eventuale produzione di acqua calda sanitaria;
- integrazione a un impianto di produzione di acqua calda sanitaria;
- integrazione a un impianto di riscaldamento con pompe di calore elettriche

A queste si aggiunge l'accoppiamento con un assorbitore per l'integrazione in impianti che possano fornire freddo e caldo (e.g. climatizzazione uffici, centri commerciali, centri elaborazione dati, etc.). Questa ultima applicazione è poco diffusa per le taglie oggetto dello studio, per i maggiori costi di investimenti e le complessità impiantistiche e gestionali, per cui non viene considerata.

L'uso di un cogeneratore implica sempre la presenza di un impianto termico di integrazione/soccorso e del collegamento alla rete elettrica, questo perché i tipici fabbisogni delle utenze sono caratterizzati da picchi di potenza elettrica e soprattutto termica, per poche ore all'anno, che non renderebbero economicamente sostenibile l'investimento in una macchina in grado di soddisfare la massima richiesta elettrica e termica dell'utenza. Bisogna inoltre ricordare che i profili di assorbimento elettrico e termico potrebbero non essere in fase, ma oltre alla possibilità di prevedere accumuli termici, per macchine cogenerative ad alto rendimento (D.M. 4/8/2011) fino a 200 kW_e, è possibile usufruire dello scambio sul posto (Delibera ARG/elt 74/08 – TISP – Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto).

i. Cogenerazione ad alto rendimento

La cogenerazione ad alto rendimento (CAR) è definita come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisca un significativo risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata delle due fonti, secondo le modalità definite dal D.Lgs. 20/07, di recepimento della Direttiva 2004/8/CE, come integrato dal D.M. 4/8/11. Gli impianti qualificati CAR hanno la possibilità di accedere al regime di sostegno previsto dal D.M. 5/9/11, che prevede il rilascio di Certificati Bianchi (CB) calcolati in base ai risparmi di energia primaria. L'ente che si occupa del riconoscimento della CAR e del relativo rilascio degli incentivi è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), sul cui sito web è possibile reperire la modulistica da presentare.

Le condizioni affinché un impianto possa ottenere la qualifica CAR sono le seguenti:

- Fino al 31/12/2010 vanno soddisfatti requisiti previsti dalla delibera 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), che detta le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del D.Lgs. 79/99. I due indici da calcolare per il riconoscimento sono l'Indice di Risparmio Energetico (IRE) e il Limite Termico (LT).

- Dal 1 gennaio 2011 vanno rispettate le condizioni fissate dal D.M. 4 agosto 2011 nel quale l'indice da calcolare è il PES (Primary Energy Saving ovvero risparmio di energia primaria). Nella definizione del D.M. 4 agosto 2011 gli impianti di piccola cogenerazione sono qualificati ad alto rendimento se hanno un PES maggiore di zero. Il PES è un indice analogo all'IRE che valuta, su base annuale, il risparmio in fonti primarie di un impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore.

Il primo passo per valutare il PES è il calcolo del rendimento annuale globale dell'unità di cogenerazione, inteso come il rapporto tra l'energia prodotta e l'energia del combustibile utilizzato dall'unità. Affinché tutta l'energia elettrica prodotta venga riconosciuta come proveniente da cogenerazione ad alto rendimento, il rendimento annuale globale dell'unità deve essere:

- $\geq 80\%$ nel caso di turbina a gas in ciclo combinato con recupero di calore o di turbina a condensazione con estrazione di vapore,
- $\geq 75\%$ negli altri casi.

Per applicazioni oggetto dello studio la condizione da rispettare è la seconda, ossia il rendimento globale deve essere maggiore del 75%. In caso contrario solo una parte dell'elettricità sarà riconosciuta come prodotta da cogenerazione ad alto rendimento (E_{CHP}) e sarà calcolata a partire dal calore utile (H_{CHP}) su base annuale con la seguente formula:

$$E_{CHP} = H_{CHP} C$$

L'indice C indica il rapporto energia/calore. Il gestore può calcolare il valore effettivo C_{eff} del proprio impianto, a partire dai valori di calore utile ed energia elettrica misurati. Se non è possibile calcolare il C_{eff}, si utilizza – indicando al GSE le ragioni dell'impossibilità di calcolo, il periodo di mancanza dei dati e le azioni di correttive previste – un valore di default (C_{default}) tabellato. Per motori a combustione interna e turbine a gas con recupero di calore il valore di C_{default} è pari rispettivamente a 0,55 e 0,75.

Per gli impianti entrati in funzione da meno di un anno è possibile utilizzare il valore C di progetto. La formula di calcolo del PES (che deve essere maggiore di zero per unità di piccola cogenerazione) è la seguente:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \times 100\%$$

Con:

- CHP H η rendimento termico annuo della cogenerazione;
- Ref H η rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- CHP E η rendimento elettrico annuo della cogenerazione, che considera la sola quantità di elettricità da cogenerazione (E_{CHP});
- Ref E η rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

I rendimenti di riferimento per le produzioni separate sono riportati in tabella (vedi allegato A1). Il rendimento elettrico è in funzione dell'anno e del tipo di combustibile utilizzato. Al valore estratto dalla tabella devono poi essere applicati due fattori di correzione (vedi allegato A2), il primo in base alla zona climatica in cui è installato l'impianto, il secondo per le perdite di rete tiene in considerazione la tensione di collegamento e in che misura l'elettricità viene autoconsumata o immessa in rete. Data la tensione di collegamento alla rete elettrica, si calcola il fattore di correzione come la media dei fattori pesata sulle quantità di energia autoconsumata o ceduta alla rete.. La condizione più favorevole è il collegamento in bassa tensione con autoconsumo totale dell'energia elettrica prodotta. Riguardo al rendimento di riferimento per la produzione termica oltre al tipo di combustibile utilizzato, il valore varia anche secondo la modalità d'impiego del calore (acqua calda/vapore o utilizzo diretto dei gas di scarico). Va infine tenuto presente che per le unità di microgenerazione, il PES può essere calcolato su dati certificati che devono essere approvati dal GSE.

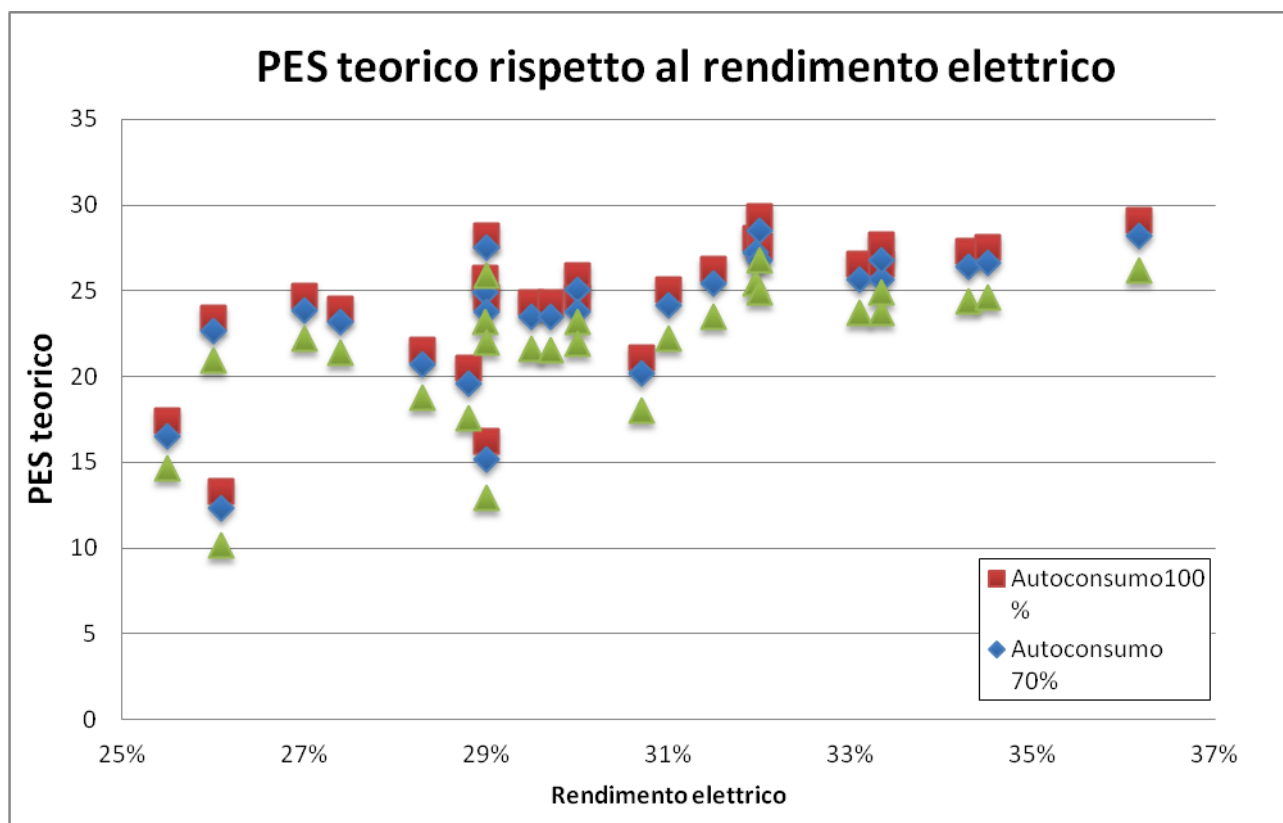


Figura 20. PES per microgeneratori calcolato in base ai dati di targa delle macchine sul mercato.

Se l'unità genera energia meccanica, l'elettricità da cogenerazione può essere aumentata della quantità di elettricità equivalente all'energia meccanica (tale quantità non ha diritto al rilascio della garanzia d'origine).

Il PES valuta i risparmi in energia primaria rispetto alle produzioni separate nel funzionamento reale. Si può utilizzare lo stesso parametro per valutare i possibili risparmi sui dati di targa delle

macchine, salvo poi andarlo a calcolare a consuntivo ogni anno per verificare i risparmi e comunicarli al GSE.

ii. Incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento

Il D.M. 5/9/11 definisce il regime di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento come previsto dall'articolo 30, comma 11 della legge 99/09. Il sistema di incentivazione prevede il rilascio di certificati bianchi calcolati in base ai risparmi di energia primaria; ogni tonnellata di energia primaria (tep) risparmiato viene moltiplicato per un coefficiente K che varia in funzione della taglia dell'impianto, maggiore per gli impianti di taglia più piccola.

Gli impianti che possono richiedere l'incentivo sono:

- tutti gli impianti di cogenerazione entrati in esercizio dal 1/1/11 per i quali sarà necessaria la qualifica di CAR secondo il D.M. 4 agosto 2011. La durata dell'incentivo è di 10 anni per gli impianti cogenerativi e di 15 anni per quelli abbinati a reti di teleriscaldamento (all'interno del decreto vengono indicate le condizioni minime richieste);
- tutti gli impianti di cogenerazione entrati in esercizio dal 7/3/07 fino al 31/12/10 che qualora non rientrino nella definizione di CAR secondo il D.M. 4/8/11 rispondano comunque ai criteri definiti dalla delibera 42/02 e s.m.i.. La durata dell'incentivo è di dieci anni per gli impianti cogenerativi e di 15 anni per quelli abbinati a reti di teleriscaldamento;
- impianti di cogenerazione entrati in esercizio dopo il 1/4/99 e prima del 7/3/07 riconosciuti come cogenerativi secondo le norme applicabili al momento della loro entrata in funzione. L'incentivo corrisposto è pari al 30% di quello che viene corrisposto agli altri impianti sopra per la durata di 5 anni (art.29, c. 4 del D.Lgs. 28/11).

Il calcolo del risparmio (RISP) viene effettuato sull'anno solare utilizzando la seguente formula:

$$RISP = \left(\frac{E_{CHP}}{\eta_{e\ rif}} \right) + \left(\frac{H_{CHP}}{\eta_{t\ rif}} \right) - F_{CHP}$$

Con:

RISP = risparmio di energia primaria [MWh];

E_{CHP} = energia elettrica prodotta in cogenerazione [MWh];

H_{CHP} = energia termica prodotta in cogenerazione[MWh];

$\eta_{e\ rif}$ = rendimento elettrico di riferimento pari a 0,46 corretto in base alla tensione di allaccio alla rete secondo quanto indicato nell'allegato VII del D.M. 4 agosto 2011;

$\eta_{t\ rif}$ = rendimento termico di riferimento, pari a 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico e 0,90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore;

F_{CHP} = energia del combustibile utilizzato [MWh].

Il calcolo delle grandezze E_{CHP} , H_{CHP} , F_{CHP} deve essere fatto secondo quanto riportato nel D.M. 4/8/11. I certificati bianchi riconosciuti all'impianto di cogenerazione sono:

$$CB=(RISP*0,086)*K$$

Con K variabile tra 1 (impianti di taglia maggiore di 100 MW_e) e 1,4 (impianti di taglia minore o uguale a 1 MW_e). Il coefficiente K vale 1 anche per tutte le taglie degli impianti nei quali sono stati effettuati rifacimenti (all'interno del decreto vengono indicate le condizioni minime richieste).

iii. Sistemi efficienti di utenza

Il D.Lgs. 115/2008, come modificato successivamente dal D.Lgs. 56/2010, ha introdotto la fattispecie dei Sistemi efficienti di utenza (SEU), ossia di sistemi in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MW_e e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente. Il medesimo decreto prevede inoltre che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema siano applicati all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione.

Tali sistemi hanno l'intento di promuovere la generazione distribuita, consentendo schemi in cui un impianto di produzione è gestito da un soggetto terzo in accordo con un cliente sotto un unico punto di connessione, lasciando libero utilizzo di schemi quali il finanziamento tramite terzi offerto da una ESCO.

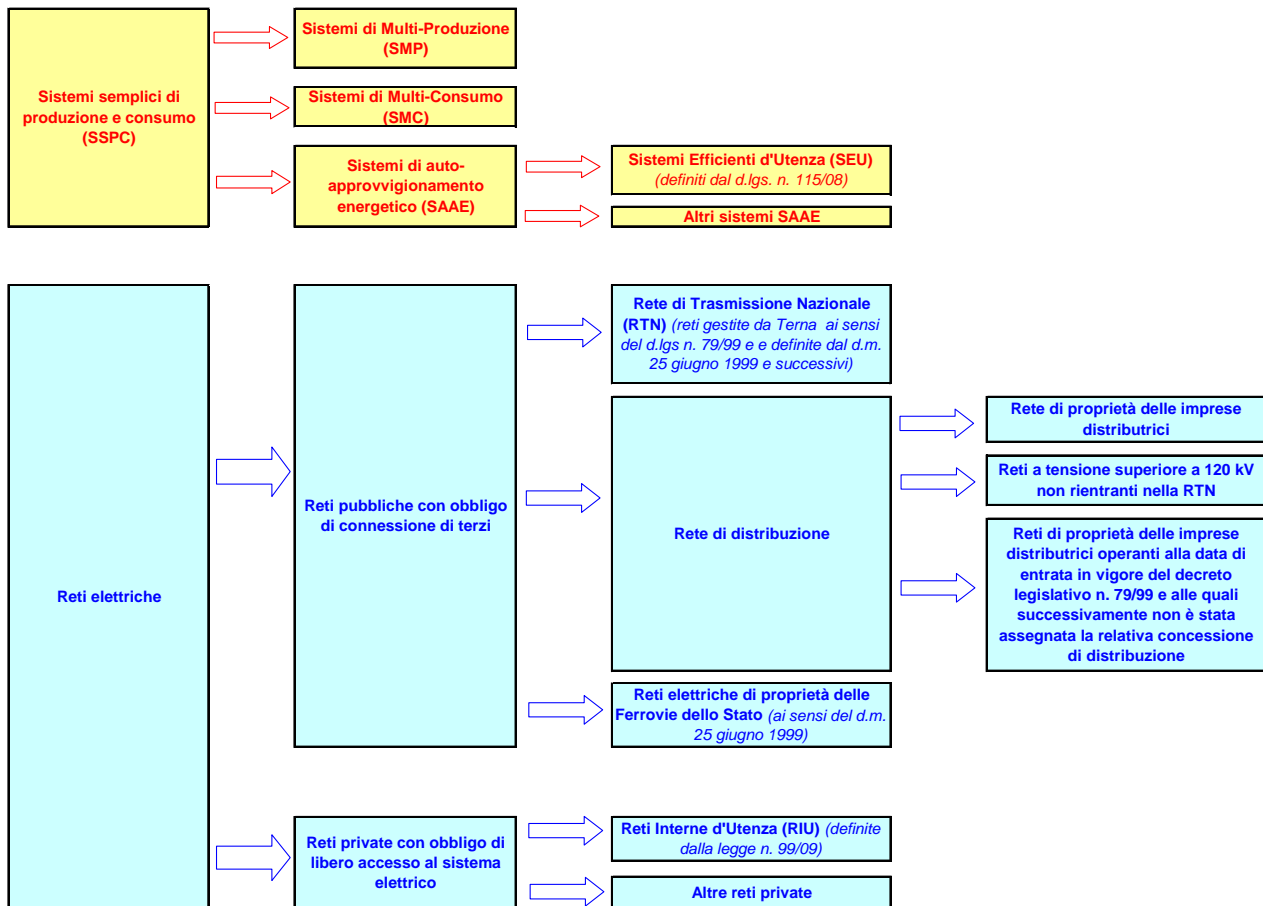


Figura 21. Schema dei sistemi di produzione e consumo e delle reti (fonte: TUP 2011 AEEG).

La **Figura 21** mostra come i SEU siano stati in seguito ricompresi nei più generali SAAE (Sistemi di Auto-provvigionamento energetico) istituiti dal D.M. 10 dicembre 2010, che presentano requisiti meno stringenti e minori benefici sul trattamento di tariffe e oneri³⁴.

Sebbene virtualmente i SEU risultino già applicabili, in pratica esistono una serie di problematiche importanti sia sul fronte degli adempimenti burocratici sia su quello fiscale, sia su quello contrattuale.

Va notato che manca ancora il provvedimento dell'Autorità che dovrebbe sistematizzare nei dettagli i vari aspetti connessi ai Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) e alle reti elettriche pubbliche (con obbligo di connessione a terzi) e private (con obbligo di libero accesso al sistema elettrico). L'AEEG con il DCO 33/11 ha evidenziato le proprie proposte regolatorie per SEU, RIU e SAAE sulla base delle definizioni e delle disposizioni normative disponibili, ma ad oggi

³⁴ La definizione di SAAE è "configurazione impiantistica in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato, agli impianti per il consumo di un unico soggetto giuridico, o di più soggetti appartenenti al medesimo gruppo societario, e sono realizzati all'interno dell'area di proprietà o nella disponibilità del medesimo cliente o gruppo societario".

non è stata ancora emanata una delibera e dunque le incertezze permangono e la prassi non sempre agevola i SEU, anzi, risulta più facile operare in una RIU (che non garantisce alcun beneficio energetico e ambientale³⁵).

In termini generali, SEU e RIU si aggiungono ai sottoinsiemi del sistema elettrico che usufruiscono di agevolazioni (grandi clienti finali, rete ferroviaria, piccoli impianti di generazione, etc.) che ovviamente beneficiano chi ne fa parte aumentando gli oneri per gli altri utenti. Ciò è comprensibile in caso di dispositivi virtuosi e replicabili, visto l'utilità generale. Un po' meno quando la replicabilità non sussiste e dunque l'utente finale non ha modo di affrancarsi dai maggiori costi.

Finora leggi e decreti hanno toccato il tema degli SSPC, ossia dei sistemi con un unico punto di connessione e un unico soggetto finale (eventualmente inteso come gruppo societario). Non è stato invece affrontato il tema delle reti 1-n, ossia dei sistemi con più utenti sottesi ad un punto unico di connessione, che schematizzano casi come un condominio di interesse per la microgenerazione³⁶. Se fossero introdotti nella legislazione sistemi di questo tipo, mantenendo l'obbligo di libero accesso alla rete pubblica per gli utenti del sistema, al fine di non mettersi in contrasto con la direttiva sulla liberalizzazione del mercato, la microgenerazione troverebbe delle condizioni economiche decisamente più allettanti nel settore residenziale.

Visto il momento di veloce trasformazione del sistema energetico, è auspicabile che al più presto siano definite regole chiare per l'utilizzo dei SEU e la diffusione di soluzioni virtuose per il sistema Paese.

³⁵ Le Reti Interne d'Utenza (RIU) sono definite dall'articolo 33 della legge 99/2009 come le reti "il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:

- a) è una rete esistente alla data di entrata in vigore della presente legge, ovvero è una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- b) connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;
- c) è una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- d) è collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
- e) ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete. Tale soggetto può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica."

³⁶ In un condominio non solo non è facile coprire la richiesta termica in modo che il microgeneratore funzioni a carico nominale, ossia la situazione più vantaggiosa sia per le prestazioni, sia per gli aspetti legati al rumore e alle vibrazioni, ma per l'elettricità le utenze condominiali sono poche e raramente continue e importanti durante il giorno. Per questo poter considerare i singoli condòmini come autoconsumatori renderebbe migliore il business plan della microgenerazione, raddoppiando il flusso di cassa legato alla produzione elettrica.

iv. Scambio sul posto

Lo scambio sul posto (SSP) è un meccanismo regolato dalla delibera ARG/elt 74/08 (e successive modifiche e integrazioni) dell'AEEG; permette di valorizzare l'energia elettrica attraverso una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta – non immediatamente consumata – per poi prelevarla in un momento diverso da quello in cui avviene la produzione. In sostanza, si sceglie di utilizzare la rete per stoccare l'energia elettrica per poi consumarla in un secondo momento diverso da quello in cui avviene la produzione.

È un meccanismo al quale possono partecipare gli impianti cogenerativi ad alto rendimento con potenza elettrica fino a 200 kW, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 20 kW e quelli di potenza nominale media annua non superiore a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Sono esclusi dallo Scambio sul posto gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione previsti dai Decreti Interministeriali del 5 e 6 luglio 2012.

In linea generale, ai fini dell'erogazione del servizio, il punto di prelievo e il punto di immissione devono sempre coincidere; l'unica eccezione riguarda quei casi in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e l'utente dello scambio sia un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune oppure il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.

Il GSE è il soggetto che regola la convenzione dello scambio sul posto che sostituisce ogni adempimento relativo all'immissione di energia elettrica in rete ma non ciò che riguarda i prelievi di energia elettrica, che invece devono essere regolati con la società di vendita per l'energia che si va a prelevare (e quindi ad acquistare).

Il meccanismo consente al soggetto responsabile dell'impianto che decide di parteciparvi di ottenere una compensazione tra il valore economico dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico dell'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Per rendere questo possibile, è necessario poter confrontare il valore economico dell'energia elettrica immessa e prodotta con quello dell'energia elettrica prelevata e consumata al netto degli oneri generali di sistema.

L'eventuale surplus che si presentasse a fine anno può essere monetizzato su richiesto dall'utente oppure rimane per gli anni successivi.

Per quanto riguarda gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, occorre trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati e le informazioni necessarie ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento.

Il GSE si occupa di valorizzare l'energia immessa in rete, ed eroga il contributo in conto scambio, ovvero un contributo che garantisce il rimborso di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete per il valore dell'energia elettrica scambiata. Il contributo,

così come il calcolo della valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa e prelevata al netto degli oneri aggiuntivi di sistema, è determinato direttamente dal GSE sulla base delle informazioni che i gestori di rete e le imprese di vendita sono tenuti a inviargli.

Per la copertura delle risorse necessarie al GSE per lo scambio sul posto, la differenza tra i costi sostenuti dal GSE e i ricavi ottenuti dal medesimo GSE in applicazione dello scambio sul posto è a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

v. Il ritiro dedicato

Il ritiro dedicato permette a tutti gli impianti che vi aderiscano di ottenere per l'energia elettrica immessa in rete le condizioni economiche della borsa elettrica, senza le complicazioni legate alla partecipazione al mercato, inconciliabili con la gestione dei piccoli impianti oggetto dello studio,.

Secondo quanto previsto dalla delibera AEEG 280/07 (e successive modifiche e integrazioni) possono richiedere l'accesso al regime di ritiro dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili:

- di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- di qualsiasi potenza per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché nella titolarità di un autoproduttore.

Come per lo scambio sul posto, gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione previsti dai Decreti Interministeriali del 5 e 6 luglio 2012 non possono accedere al Ritiro Dedicato.

Il ritiro dedicato dell'energia elettrica semplifica la cessione di energia elettrica alla rete e ne prevede il ritiro da parte del gestore di rete cui l'impianto è connesso. Il GSE regola il ritiro dell'energia e provvede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato; la convenzione sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete, al dispacciamento e al trasporto. È necessario che il produttore comunichi al GSE il programma di immissione per ogni ora dell'anno nel caso di impianti di potenza nominale superiore a 1 MW alimentati da fonti programmabili e nel caso di impianti di potenza nominale maggiore o uguale a 10 MVA; oppure nel caso di impianti alimentati da fonti

rinnovabili non programmabili, i dati storici relativi alla disponibilità della fonte ed alle immissioni dell'energia elettrica.

All'energia ritirata, il GSE riconosce ora per ora il prezzo di mercato della zona in cui è sito l'impianto.

Il corrispettivo di sbilanciamento è applicato ai soli impianti alimentati da fonti programmabili. Per gli impianti da fonti programmabili di potenza attiva nominale fino ad 1 MW che non abbiano comunicato il programma di immissione, il corrispettivo di sbilanciamento è pari al prodotto tra l'energia elettrica immessa nel mese e il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile.

vi. ESCO

Le energy service company (ESCO), come definite dalla direttiva 2006/32 e dal D.Lgs. 115/08 che la recepisce, sono società che offrono servizi energetici con contratti a garanzia risultato e finanziamento tramite terzi. Le ESCO propongono ai clienti uno o più interventi di efficienza energetica lato offerta (es. sostituzione caldaie con altre più efficienti, installazione di un cogeneratore, etc.) o lato domanda (es. motori elettrici ad alta efficienza, illuminazione efficiente, coibentazione degli involucri, etc.). Le ESCO realizzano gli interventi, gestiscono tutti o parte degli impianti del cliente, occupandosi a seconda dei casi anche dell'acquisto dei vettori energetici per tutta la durata del contratto. Le condizioni contrattuali, possono prevedere delle garanzie di efficienze minime o risparmi minimi, che permettono al cliente di rientrare dell'investimento effettuato nell'intervento di efficienza energetica. Nel caso di finanziamento tramite terzi sono le ESCO stesse a reperire le risorse da investire, rendendo così possibile la realizzazione di interventi di efficienza anche presso utenti finanziariamente affidabili ma che non hanno disponibilità di investire. Il cliente così acquista dalle ESCO un servizio e non si deve più preoccupare della gestione efficiente e della manutenzione degli impianti, delle diverse pratiche burocratiche, etc. che sono di solito ben lontane dal suo core business.

In Italia esiste anche una norma tecnica, la UNI CEI 11352 per la verifica dei requisiti e la certificazione delle ESCO.

Le ESCO sono state finora il canale fondamentale per la diffusione della cogenerazione di taglia medio-piccola, difficilmente diffondibili se non all'interno di un contratto full service. Essendo le ESCO uno strumento fondamentale per la promozione dell'efficienza energetica in generale, è essenziale che sul mercato possano trovare le regole giuste per svilupparsi³⁷.

Nel prossimo futuro potrebbero svilupparsi anche per la microcogenerazione modelli di business che vedono i fornitori di energia elettrica e gas naturale come ulteriori canali di diffusione della tecnologia, in partenariato con ESCO e/o case produttrici e ditte di manutenzione.

³⁷ Fra i principali ostacoli esistenti al momento si segnalano i ritardi nei pagamenti delle amministrazioni pubbliche, ma anche di molti utenti privati, e il Patto di stabilità che impedisce agli enti locali di destinare risorse anche a progetti caratterizzati da tempi di ritorno degli investimenti brevi.

vii. Valorizzazione dell'energia elettrica

Vi sono varie possibilità per l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore: può essere autoconsumata, "depositata" in rete grazie allo scambio sul posto per poi essere autoconsumata in un secondo momento o valorizzata economicamente a fine anno, venduta direttamente a un altro soggetto, di solito un grossista, o ritirata dal GSE.

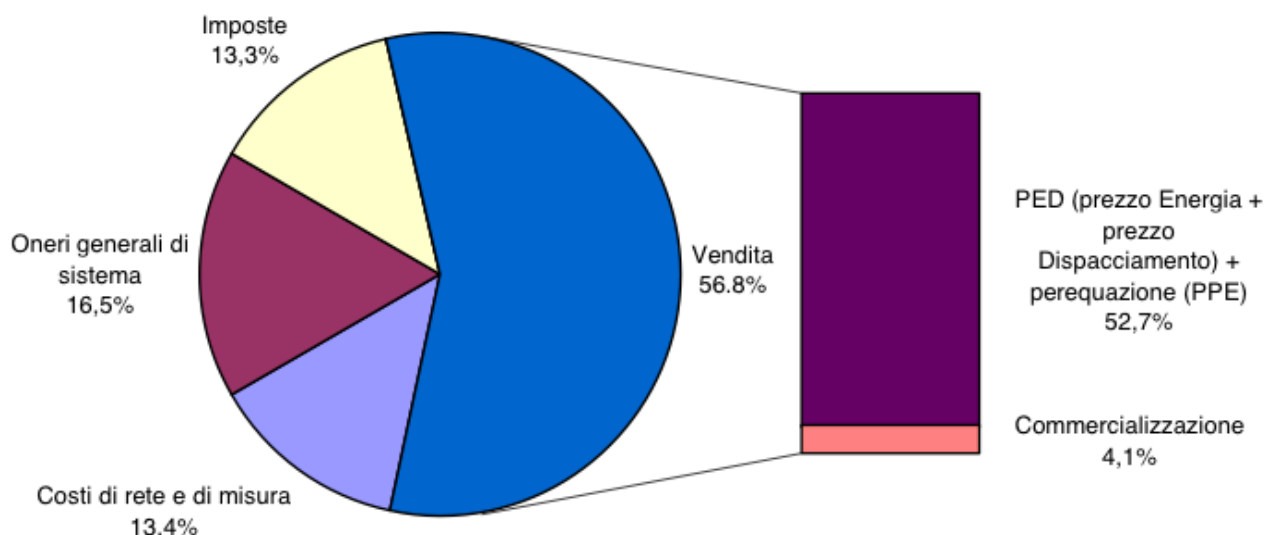


Figura 22 prezzo dell'energia elettrica per il cliente medio (2.700 kWh/anno, 3kW di potenza impegnata) in maggior tutela (fonte AEEG)

Non vi è particolare convenienza a cedere energia alla rete, in quanto il prezzo dell'energia nella borsa elettrica, che può essere ottenuto attraverso il ritiro dedicato, è molto più basso³⁸ del prezzo pagato per l'energia acquistata dall'utenza, che comprende oltre al prezzo dell'energia, i margini dei fornitori e le componenti di dispacciamento, distribuzione, altri oneri, etc. Il prezzo medio dell'energia per un cliente finale in maggior tutela nel terzo trimestre 2012 è di circa 0,19 €/kWh, tasse incluse.

La componente energia, ovvero il prezzo della sola energia, tasse escluse, è circa il 50% in media del prezzo finale, ma il suo valore di mercato dipende molto dal momento e dal luogo di produzione. I corrispettivi medi zionali per fasce riconosciuti per il ritiro dedicato a luglio 2012 sono stati:

³⁸ Per le utenze di tipo residenziale il rapporto fra il prezzo di acquisto e quello di cessione è oscillato intorno al valore 2:1.

€/kWh _e		
F1	F2	F3
Zona Centro Nord		
0,08	0,09	0,07
Zona Centro Sud		
0,08	0,08	0,07
Zona Nord		
0,08	0,09	0,07
Polo Priolo Gargallo		
0,11	0,12	0,09
Zona Sardegna		
0,09	0,14	0,09
Zona Sicilia		
0,11	0,13	0,08
Zona Sud		
0,07	0,08	0,07

Tabella 3 prezzi medi zionali per fasce €/kWh_e del ritiro dedicato a luglio 2012 (fonte GSE)

Quindi a luglio 2012, per un cliente finale del nord Italia che non possa “scaricare” l’IVA, un kWh_e autoconsumato è valorizzato come mancato acquisto a 0,19 €/kWh_e. La stessa energia, se eccedesse il fabbisogno del cliente e non fosse possibile utilizzare lo scambio sul posto, ma solo il ritiro dedicato, verrebbe ritirata dal GSE a un prezzo medio compreso tra 0,07 €/kWh_e e 0,09 €/kWh_e a seconda della fascia oraria in cui è prodotta.

viii. Semplificazioni fiscali e fiscalità del combustibile impiegato dal microcogeneratore

I cogeneratori al di sotto dei 50 kW_e possono usufruire di alcune semplificazioni nella denuncia di officina elettrica, nella tenuta del registro di officina e nel versamento degli acconti o nel pagamento forfettario dell’accisa elettrica (D.M. 27/10/11).

Nella prima parte dello studio viene descritto al capitoletto “Benefici per il singolo” come funziona la fiscalità sul gas naturale usualmente impiegato per l’alimentazione dei microcogeneratori. Qui si ricorda che il combustibile utilizzato dal cogeneratore è sottoposto a un’accisa ridotta dipendente dall’efficienza elettrica del cogeneratore e dal consumo specifico di riferimento. Per il gas naturale il consumo specifico oltre il quale viene applicata l’accisa per usi termici è pari a 0,22 Sm³/kWh_e per il 2012³⁹.

ix. Autorizzazione alla costruzione e all’esercizio del microcogeneratore

Il D.M. 13 luglio 2011 introduce alcune semplificazioni per l’installazione dei microcogeneratori: gli impianti fino a 25kW di potenza meccanica, con marcatura CE, sono installati secondo le prescrizioni del fabbricante e l’installatore attesta sotto la propria responsabilità che l’installazione è

³⁹ Tale valore può essere rivisto ogni cinque anni (art. 3. bis D.L. 2/3/12 come modificato dalla legge di conversione 44/12).

a regola d'arte. Gli impianti fino a 1MW di potenza meccanica sono installabili in centrale termica insieme agli impianti di produzione calore, se alimentati dalla medesima tipologia di combustibile.

B. Integrazione a un impianto di riscaldamento

Il cogeneratore può essere integrato in un impianto nuovo o esistente di riscaldamento centralizzato o individuale, con eventuale produzione di acqua calda sanitaria. Nel caso di produzione di acqua calda sanitaria è necessario un accumulo per regolarizzare il funzionamento della macchina nei periodi in cui non vi è richiesta di riscaldamento.

Il cogeneratore è dimensionato sul carico di base, così da poter funzionare a pieno carico oltre 3.000 ore/anno per utenze con fiscalità civile del gas naturale e circa il doppio per utenze con fiscalità industriale. Tipicamente funzionerà a pieno carico nei mesi più rigidi, per modulare o, nel caso di macchine on/off procedere con cicli di accensione e spegnimento più o meno frequenti, per il resto della stagione di riscaldamento. Se produce anche acqua calda sanitaria, potrà funzionare per tutto l'anno, seguendo la richiesta, anche se tipicamente con un numero equivalente di ore di funzionamento più basso nei mesi estivi.

La convenienza economica dell'impianto nelle applicazioni con fiscalità civile è data soprattutto dal passaggio di fiscalità del combustibile utilizzato e dall'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta.

Nelle tabelle **Tabella 4** e **Tabella 5** sono riportati, rispettivamente per caldaie e cogeneratori i costi di generazione di un kWh termico calcolati a seconda della fiscalità dell'utenza. Nelle caldaie i costi variabili di generazione sono funzione dell'efficienza media stagionale, mentre per il cogeneratore sono stati calcolati⁴⁰ per una sola macchina, al variare della modalità di utilizzo dell'energia elettrica prodotta. Confrontando le tabelle si vede che la convenienza a esercire il cogeneratore, ovvero il minor costo variabile di generazione rispetto alla caldaia, diminuisce al diminuire dell'energia elettrica autoconsumata; cedendo tutta l'energia elettrica alla rete, non vi è convenienza a far funzionare il cogeneratore, a meno che non sia per brevi periodi, per ridurre il numero di cicli accendi/spegni, o che si sfrutti lo scambio sul posto, nel qual caso l'energia elettrica, se successivamente prelevata dalla rete, si può considerare come autoconsumata.

accisa ind.	accisa civile	accisa ind.	accisa civile	accisa ind.	accisa civile
Caldaia a gas naturale [€/kWh _t]					
Rendimento medio caldaia					
90%	90%	95%	95%	100%	100%
0,066	0,085	0,063	0,080	0,059	0,076

Tabella 4 costi variabili espressi in € (IVA esclusa) del kWh termico prodotto da caldaia a seconda della fiscalità dell'utente e del rendimento medio stagionale

⁴⁰ E' stato assunto un valore dell'energia elettrica acquistata dalla rete pari a 0,17€/kWh IVA esclusa, 0,08€/kWh per l'energia elettrica ceduta alla rete, per il gas un valore di 0,55€/Sm³, IVA e accisa escluse e un costo di manutenzione pari a 0,03€/kWh_e.

accisa ind.	accisa civile	accisa ind.	accisa civile	accisa ind.	accisa civile
Cogeneratore alimentato a gas naturale hel 0,27 e ht 0,58 [€/kWht]					
autoconsumo elettricità prodotta					
100%	100%	70%	70%	0%	0%
0,035	0,048	0,048	0,060	0,077	0,090
con incentivo CAR, per i primi 10 anni					
0,029	0,042	0,042	0,054	0,072	0,084

Tabella 5 costi variabili espressi in € (IVA esclusa) del kWh termico prodotto da cogeneratore, a seconda della fiscalità e della percentuale di energia elettrica autoconsumata.

Dal punto di vista delle emissioni, il cogeneratore, a parità di calore fornito, ha maggiori consumi e quindi maggiori emissioni rispetto a una caldaia. Se però si considerano le emissioni di gas climalteranti, per le quali si valutano le emissioni globali e non locali, il cogeneratore consente di ridurre le emissioni rispetto alle produzioni separate di energia elettrica e termica.

Le emissioni di CO₂ sono state valutate utilizzando un fattore di emissione termico di 202 gCO₂/kWh [22] e un fattore di emissione per l'energia elettrica consumata in bassa tensione di 460 gCO₂/kWh, calcolato a partire dalle emissioni per le produzioni lorde del mix di generazione nazionale al 2010 [22]. Per la caldaia (**Tabella 6**) le emissioni climalteranti dipendono solo dal rendimento medio stagionale.

caldaia a gas naturale, emissioni [gCO ₂ /kWht]				
rendimento				
80%	85%	90%	95%	100%
253	238	224	213	202

Tabella 6 Emissioni specifiche di una caldaia a gas naturale al variare del rendimento medio

Nel caso del cogeneratore invece (Tabella 7) sono state calcolate, per macchine con diversi rendimenti elettrici e termici medi, le emissioni specifiche riferite alla produzione totale, termica ed elettrica, e alla sola produzione termica, ovvero sottraendo alle emissioni totali le emissioni imputabili alla produzione elettrica. Questo rendimento non tenderà però a peggiorare con il tempo, dato che il fattore di emissione elettrico nazionale tende a diminuire di anno in anno (cfr. [23]). Come emissioni per la produzione elettrica sono state utilizzate le emissioni medie nazionali, riportate in bassa tensione, dato che i cogeneratori fino a 100kW_e possono essere connessi in bassa tensione e se l'energia elettrica non venisse fornita dal cogeneratore, verrebbe prelevata dalla rete presumibilmente in bassa tensione. Le emissioni totali dei cogeneratori sono maggiori, mentre quelle riferite al solo termico, sono decisamente inferiori.

Cogeneratore, emissioni [gCO ₂ /kWh _t]			
η _{elettrico}	26%	27%	32%
η _{termico}	48%	58%	54%
emissioni totali	421	348	374
emissioni solo termico	172	134	101

Tabella 7 Emissioni specifiche riferite alla produzione totale e alla sola produzione termica (elettrico sottratto), per cogeneratori con diversi rendimenti medi

C. Integrazione a un impianto di produzione di acqua calda sanitaria

La situazione è simile alla precedente, ma il cogeneratore è dimensionato sulla produzione media mensile di acqua calda sanitaria. Un apposito accumulo ne regolarizza il funzionamento, che è molto più costante, con un minimo tipicamente in agosto, dovuto alle vacanze. La richiesta di acqua calda sanitaria non varia molto durante l'anno e il cogeneratore, se opportunamente dimensionato, può facilmente funzionare oltre 6.000 ore all'anno.

Nei complessi residenziali con acqua calda centralizzata, l'installazione di un cogeneratore può essere un'opzione interessante, infatti con il D.Lgs. 26/07 di recepimento della direttiva 2003/96/CE, dal giugno 2007 la tassazione sul gas naturale è stata rimodulata, eliminando la possibilità di usufruire di una tassazione agevolata per contratti del gas utilizzati esclusivamente per la cottura e la produzione di acqua calda. È stata eliminata la tariffa T1 (con accisa 0,0448491 €/Sm³ e IVA 10%) per cottura e acqua calda sanitaria, ma godono di condizioni particolari, con IVA e accisa ridotta i primi 120 Sm³/anno e IVA ridotta i successivi 360 Sm³/anno per ogni contratto. Non è quindi più possibile applicare condizioni agevolate a un contatore del gas dedicato che alimenti una caldaia separata adibita esclusivamente alla produzione di acqua calda sanitaria, se non per i primi 480 Sm³/anno. Con la risoluzione 108/E del 15/10/2010 l'Agenzia delle Entrate aveva fornito un'interpretazione meno restrittiva, ovvero che "il beneficio compete sino al raggiungimento del limite massimo annuale di 480 metri cubi con riferimento a ciascuna delle utenze del condominio o cooperativa di abitanti di edifici abitativi". Il "Decreto Sviluppo" D.L. 70/11, a metà 2011 ha in fine sancito che i 480 metri cubi di gas naturale si riferiscono a ogni contratto di somministrazione, indipendentemente dal numero delle unità immobiliari riconducibili allo stesso contratto.

Nella Tabella 8 sono messi a confronto i costi variabili di produzione, manutenzione inclusa, per un kWh termico destinato ad acqua calda sanitaria. Le due colonne presentano i casi in cui la centrale termica sia gestita in economia, pagando direttamente le bollette di gas ed elettricità (colonna a sinistra) o sia affidata a un soggetto terzo, che si intesti il contratto di forniture del gas, per il quale l'IVA è una partita di giro, che poi fattura, aggiungendo l'IVA, agli utenti.

IVA INCLUSA

accisa civile		
Caldaia a gas naturale [€/kWht]		
rendimento caldaia		
90%	95%	100%
0,102	0,097	0,092

tariffa T1 cottura e ACS		
Caldaia a gas naturale [€/kWht]		
rendimento caldaia		
90%	95%	100%
0,076	0,072	0,068

accisa civile		
CHP hel 0,27 e ht 0,58 [€/kWht]		
autoconsumo elettricità prodotta		
100%	70%	0%
0,060	0,075	0,110

IVA ESCLUSA

accisa civile		
Caldaia a gas naturale [€/kWht]		
rendimento caldaia		
90%	95%	100%
0,085	0,080	0,076

tariffa T1 cottura e ACS		
Caldaia a gas naturale [€/kWht]		
rendimento caldaia		
90%	95%	100%
0,069	0,065	0,062

accisa civile		
CHP hel 0,27 e ht 0,58 [€/kWht]		
autoconsumo elettricità prodotta		
100%	70%	0%
0,048	0,060	0,090

Tabella 8 Costi variabili espressi in € per la produzione del kWh termico in ambito civile da caldaia con l'attuale fiscalità, la tariffa T1 abrogata a metà 2007 e cogeneratore.

D. Integrazione a un impianto di riscaldamento con pompe di calore elettriche

L'uso di pompe di calore che scambino con l'aria, l'acqua o il terreno si può rivelare molto interessante la dove ci siano impianti di riscaldamento con superfici radianti o ventilconvettori e sia disponibile una fonte esterna a temperatura favorevole. Le pompe di calore consentono di sfruttare del calore rinnovabile, presente nell'ambiente esterno e di riqualificarlo fino alla temperatura necessaria per riscaldare gli ambienti interni o l'acqua. La quota di calore considerato rinnovabile per gli obiettivi comunitari al 2020, dipende dalle prestazioni della pompa di calore e dall'efficienza della generazione elettrica⁴¹. In alcune applicazioni le pompe di calore possono essere delle concorrenti degli impianti cogenerativi; confrontando la **Tabella 5** e la **Tabella 9** costo variabile di produzione del cogeneratore è paragonabile a quello di una pompa di calore con un elevato COP (Coefficient Of Performance). I costi di investimento e la fattibilità tecnica dei diversi impianti devono essere attentamente valutati caso per caso, in quanto pompe di calore con elevato COP medio stagionale richiedono una fonte esterna a temperatura relativamente elevata e sistemi di emissione a bassa temperatura.

Pompa di calore elettrica [€/kWht]						
COP						
2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
0,085	0,068	0,057	0,049	0,043	0,038	0,034

Tabella 9 costi variabili in € per fornire un kWht con una pompa di calore elettrica al variare del COP, IVA sull'energia elettrica esclusa.

⁴¹ D.Lgs. 28/2011 Allegato 1, punto 4

Dal punto di vista delle emissioni di gas climalteranti, confrontando l'ultima riga della Tabella 7 ovvero l'emissione solo termica del cogeneratore e la Tabella 10 relativa alle pompe di calore, si può osservare che prevalgono macchine diverse a seconda delle loro caratteristiche. Il confronto con le pompe di calore però non è statico, ma con il tempo tenderà a favorire le pompe di calore, dato che il fattore di emissione elettrico nazionale tende a diminuire di anno in anno (cfr. [23]).

Pompa di calore elettrica, emissioni [gCO ₂ /kWh _t]						
COP						
2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
230	184	153	131	115	102	92

Tabella 10 Emissioni specifiche di una pompa di calore elettrica al variare del COP

Relativamente all'ultima informazione il risparmio energetico e di emissioni di CO₂ si è molto ridotto negli ultimi 20 anni, a causa del passaggio a gas naturale e della liberalizzazione che ha portato forti investimenti in cicli combinati molto efficienti. Stare al passo è già difficile per le piccole macchine con rendimenti elettrici di targa che dai 50 kW_e ai 100 kW_e si attestano normalmente sotto il 35%, mentre per la microgenerazione al massimo ci si attesta poco sopra il 30%.

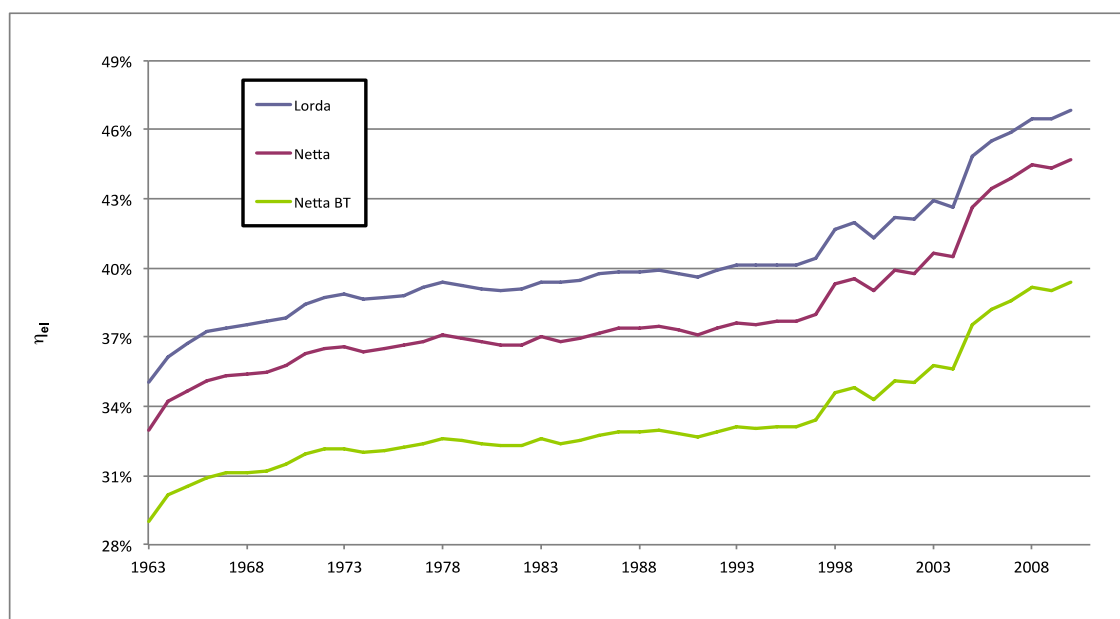


Figura 23 Efficienza media di generazione termoelettrica nazionale (elaborazione FIRE, dati TERNA)

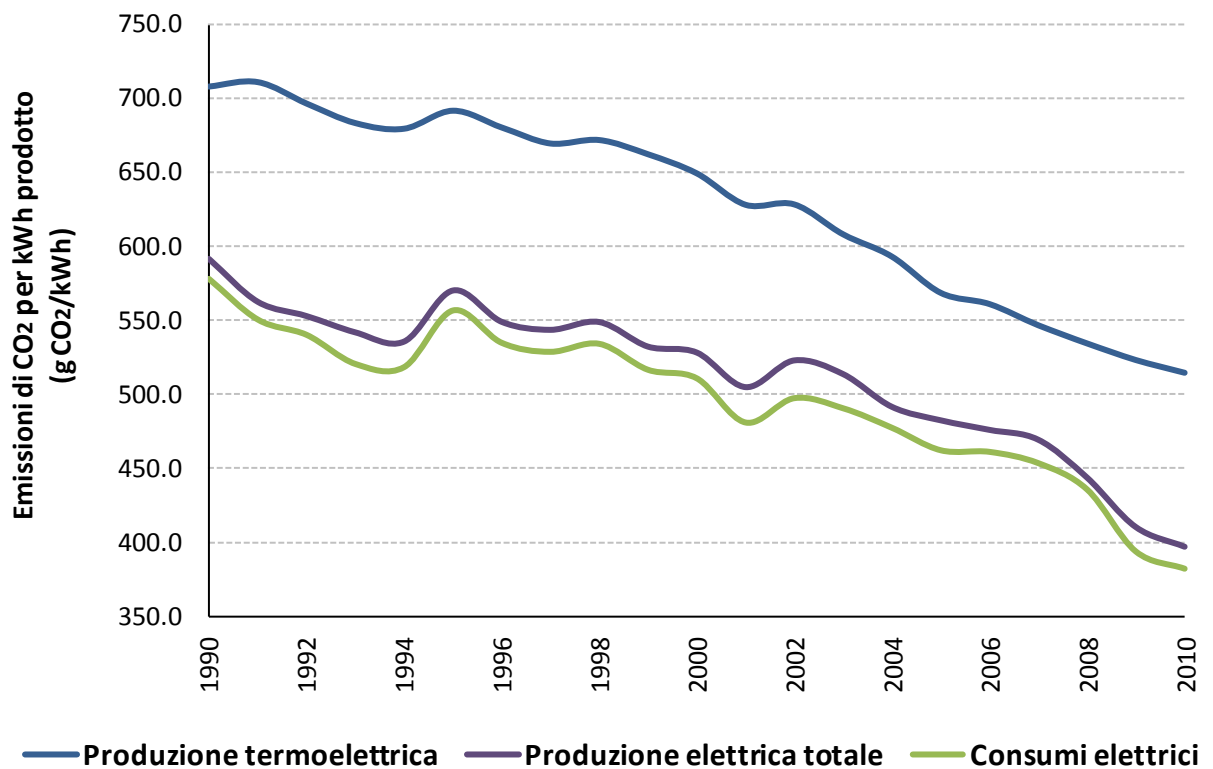


Figura 24 Andamento del fattore di emissione di CO2 per il kWh prodotto e consumato.

È interessante anche valutarne l'uso congiunto, che permette, con un opportuno dimensionamento dei componenti, di autoconsumare gran parte o tutta l'energia elettrica prodotta, sostituendo energia termica, altrimenti ottenuta con combustibili fossili fortemente tassati.

Cogeneratore alimentato a gas naturale hel 0,27 e ht 0,58 + pompa di calore [€/kWh]							
COP	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
accisa ind.	0,059	0,053	0,048	0,044	0,040	0,037	0,034
accisa civile	0,066	0,059	0,053	0,048	0,044	0,041	0,038
con incentivo CAR, per i primi 10 anni							
accisa ind.	0,056	0,050	0,045	0,041	0,038	0,035	0,033
accisa civ. I.E.	0,062	0,056	0,050	0,046	0,042	0,039	0,036

Tabella 11 costi variabili in € per fornire un kWh con cogeneratore e pompa di calore elettrica che autoconsuma tutta l'elettricità prodotta al variare del COP, IVA esclusa.

Dal punto di vista delle emissioni, la Tabella 12 mostra che al crescere del COP, l'emissione specifica è più bassa rispetto alle pompe di calore di pari COP alimentate dalla rete elettrica (Tabella 10) solo accoppiando le pompe di calore con cogeneratori ad elevato rendimento elettrico.

		Cogeneratore + pompa di calore elettrica, emissioni [gCO ₂ /kWh _t]						
COP PdC->		2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
η elettrico	26%	202	179	160	145	133	122	113
η termico	48%							
η elettrico	27%	180	161	145	132	122	113	105
η termico	58%							
η elettrico	33%	171	150	134	121	110	101	93
η termico	52%							

Tabella 12 Emissioni specifiche di vari cogeneratori la cui produzione elettrica alimenta esclusivamente una pompe di calore, di diversi COP

Inoltre un sistema cogenerazione più pompa di calore elettrica è molto versatile, anche grazie agli accumuli termici e all'inerzia dell'edificio. In prospettiva smart grid può funzionare, a seconda delle necessità, come un generatore elettrico, utilizzando o accumulando l'energia termica cogenerata, o come un utilizzatore elettrico, prelevando dalla rete energia elettrica per le pompe di calore che forniscono all'utenza o agli accumuli energia termica o frigorifera. Può funzionare in varie modalità intermedie, arrivando anche rendere nulli gli scambi con la rete elettrica, se le potenze elettriche e le possibilità di regolazione delle macchine, consentono di arrivare a un virtuale funzionamento a isola, con la pompa di calore che autoconsuma tutta l'energia elettrica generata, riversando all'utenza il calore cogenerato e il calore e/o il freddo fornito dalla pompa di calore.

Altro esempio di proposte di ottimizzazione più complessa può essere, in un aggregato di 2-3 edifici contigui e al posto di un piccolo impianto cogenerativo in ogni edificio – date le attuali limitazioni dell'uso elettrico diretto ai consumi comuni –, l'installazione di un cogeneratore di taglia maggiore, quindi più efficiente, in un edificio con l'utilizzo dell'elettricità per alimentare (con una mini rete elettrica molto meno costosa rispetto a una rete di trasporto del calore) pompe di calore installate negli altri edifici. Data l'assenza di una rete per trasportare il calore, ogni edificio dovrà essere dotato di una caldaia di integrazione.

Nel contesto odierno gli impianti poco diffusi hanno costi finali di installazioni molto elevati, per cui si cerca di aumentare il fattore di carico per ridurre il tempo di ritorno dell'investimento, conseguentemente i progettisti non dedicano attenzione a queste possibilità di usi intelligenti.

[11] STRUMENTI INSTALLATI

La strumentazione installata sulle macchine cogenerative comprende un contatore dell'energia elettrica e un contatore dell'energia termica prodotte. Il contatore elettrico è necessario ai fini fiscali per il calcolo dell'accisa elettrica e il passaggio di fiscalità del combustibile, a meno che non si proceda con il pagamento forfettario dell'accisa elettrica. La lettura del contatore deve essere riportata giornalmente sul registro di officina per macchine da 50 kW_e in su. Il contatore di energia termica invece serve per la dichiarazione annuale al GSE per il riconoscimento della

cogenerazione ad alto rendimento, l'incentivo e in alcuni casi per la fatturazione dell'energia termica fornita all'utenza o la valutazione del contributo termico fornito dal cogeneratore.

Entrambi gli strumenti sono quindi contatori/integratori, ma essendo diversi gli scopi, il primo ha come unità di misura il kWh_e, mentre il secondo di solito il MWh_t.

Questi strumenti possono essere a se stanti o letti da un sistema di supervisione/controllo, con eventuale registrazione a diversi intervalli temporali. Alcune macchine hanno anche contatori interni che registrano le ore di funzionamento, avviamenti e in alcuni casi anche la produzione elettrica e termica.

Quando è presente un sistema di automazione/controllo, questo può essere provvisto anche di strumenti per la lettura di altri parametri della centrale termica, come la potenza e/o l'energia erogata dalle caldaie, temperature di mandata e di ritorno, accensione e portata delle pompe, etc.

Le grandezze lette, quelle registrate e gli intervalli di registrazione dipendono dalle funzionalità richieste al momento di progettazione e installazione del sistema di automazione/controllo. Tipicamente sono presenti e registrati con periodicità settimanale, bisettimanale o mensile i contatori di energia termica e con cadenza giornaliera quella elettrica.

I sistemi di supervisione/controllo hanno principalmente una funzione di gestione e controllo con segnalazione anche remota di eventuali malfunzionamenti per poter intervenire con tempestività, ma anche nei casi in cui possano leggere i parametri di funzionamento di cogeneratore, caldaie, etc. in tempo reale, queste grandezze non vengono registrate o elaborate.

In nessuna delle installazioni considerate il contatore generale del gas è letto dal sistema di automazione/controllo, anche se per gli impianti con maggiori consumi è presente un correttore/convertitore elettronico che può essere teleletto dal distributore e registra i consumi con cadenza oraria, giornaliera e mensile. In molti casi è presente un secondo contatore del gas per separare i consumi del cogeneratore, data la diversa fiscalità applicata. In un solo caso il contatore dedicato veniva letto e registrato a intervalli regolari dal sistema di supervisione/controllo.

In alcuni casi le grandezze di interesse sono lette e sono visualizzabili anche da remoto, ma non vengono registrate perché l'interesse è quello di controllare lo stato della macchina in un istante e non nel tempo. In tali casi si è provato a richiedere un accesso in sola lettura ai sistemi, così da poter accedere, attraverso un computer connesso a internet e registrarvi i dati a intervalli regolari in formato immagine per poi elaborarli successivamente. Il problema più grosso si è rilevato la scarsa stabilità della connessione, che spesso si interrompeva, bloccando il flusso di dati fino a quando non si provvedeva a riavviare manualmente la connessione. La registrazione di immagini è una soluzione non particolarmente efficiente, perché, pur richiedendo poche risorse, monopolizza un computer connesso in rete e richiede la successiva elaborazione per rendere disponibili i dati in formato testo.

In nessun caso è capitato di trovare un sistema che leggesse i dati di produzione del cogeneratore, delle caldaie, dei contatori del gas e dell'elettricità immessa e prelevata. In alcuni casi è stato

possibile acquisire sul campo con strumentazione ottica le letture dei contatori analogici non collegati al sistema, in altri ci si è fatto ricorso a letture acquisite manualmente a intervalli bisettimanali o mensili o alle letture effettive riportate nelle fatturazioni.

Nella ricerca di strumenti idonei all'acquisizione dei dati da contatori analogici è stato individuato un apparecchio commerciale di dimensioni contenute – paragonabili a quelle di un pacchetto di sigarette – elevata autonomia che può essere montato sopra il contatore analogico del gas, dell'acqua, etc. e che permette comunque di poter controllare visivamente l'indicazione del contatore, grazie a un vetro semitrasparente a 45°. Lo strumento acquisisce l'immagine a intervalli regolari, digitalizza la lettura, registra la variazione rispetto alla lettura precedente in una memoria interna di ridotte dimensioni per poi trasferirla con un collegamento cablato o senza fili. L'installazione richiede la connessione a un computer per la calibrazione ottica (scelta/riconoscimento dei caratteri tipografici del contatore, definizione delle aree di interesse, dove sono posizionate le cifre del contatore, contrasto) e l'inserimento di alcune specifiche del contatore (registrazione dell'unità, impostazione ora, massima portata oraria del contatore, unità di misura, valore dell'ultima cifra del contatore, distanza di messa a fuoco, intervallo di campionamento), dopo di che lo strumento diventa autonomo, acquisendo e trasmettendo i dati. Era stato raggiunto un accordo con il produttore per il montaggio, ma non si è andati avanti a causa di problemi legati al sistema di acquisizione del cogeneratore che non hanno permesso di svolgere le misure sulla macchina.

Un freno al maggior utilizzo dei sistemi di supervisione/controllo è che, benché siano diventati molto più immediati grazie alle evolute interfacce grafiche, richiedono comunque una certa dimestichezza. Spesso non vengono gestiti direttamente dai tecnici che si occupano dell'impianto, o comunque per operazioni non ordinarie è necessario o si preferisce ricorrere all'intervento di personale specializzato, interno o esterno.

Le dotazioni hardware e software dei vari impianti di supervisione/controllo incontrati sono piuttosto flessibili ed espandibili e permetterebbero almeno a livello tecnico di acquisire le misure mancanti con modifiche non particolarmente importanti e in un futuro prossimo potrebbero anche essere aggiornati per rispondere in tempo reale ai segnali di prezzo.

La scarsa propensione ad aggiungere nuovi punti di misura, creare indicatori e registrare a intervalli regolari i parametri è in parte da imputare alle difficoltà di utilizzo che portano al disinteresse dei tecnici che seguono gli impianti tutti i giorni, dall'altra agli alti costi spesso richiesti per modificare il software, che suggeriscono di aspettare altre modifiche importanti e realizzarle tutte insieme.

[12] DESCRIZIONE DELLE MACCHINE MONITORATE, DEGLI SCHEMI IMPIANTISTICI E DELLE UTENZE

A. Collegio - Milano

Descrizione dell'utenza e dell'impianto

Zona climatica E, 2.404 gradi giorno. Temperatura invernale di progetto -5°C.

L'istituto, attività privata di formazione, offre nido, scuola materna, elementare, medie, liceo scientifico e classico, biblioteca, palestra, piscine, cinema, palazzo uffici, etc.

Nel 2006/2007 dovendo rinnovare gli impianti di riscaldamento, alimentati a olio, la direzione ha iniziato a ragionare sulle possibili soluzioni. Avendo una fiscalità civile ha un vantaggio rilevante dal passaggio di fiscalità. Dato il livello dell'investimento per l'intervento sull'impianto esistente, c'era la necessità di un elevato numero di ore annue di funzionamento della macchina, al di là di quelle tipiche del periodo di riscaldamento. Questa possibilità si realizza negli istituti scolastici solo in presenza di piscine, che chiudono in genere nel solo mese di agosto. L'istituto ha tre piscine coperte, che quindi comportano la richiesta di acqua calda anche d'estate per le vasche e l'acqua calda delle docce degli spogliatoi. Le piscine e l'acqua sanitaria costituiscono il carico di base del cogeneratore. In inverno si aggiunge anche il carico di riscaldamento di tutta la struttura.

Alla produzione elettrica contribuisce anche un impianto fotovoltaico installato sul tetto.

Impianti efficienti rispondono non solo alla sensibilità dell'istituto, ma sono potenzialmente utili anche per la didattica.

L'impianto è stato progettato, finanziato e gestito da una ESCO con un contratto di 7 anni, nel quale era compresa anche la modernizzazione della centrale termica, con l'installazione di due caldaie a condensazione per un totale di 2,7MW, dimensionate per il picco e due accumuli da 5.000 litri per l'acqua calda sanitaria.

Il canone mensile riconosciuto alla ESCO prevede un piccolo sconto rispetto alla spesa precedente e comprende l'ammortamento degli impianti. Vari motivi hanno impedito l'avvio delle procedure per la richiesta degli incentivi.

L'istituto è situato al centro di Milano e ci sono alcuni problemi per il rumore di scarico della turbina nelle ore con basso rumore di fondo. Il cogeneratore quindi non funziona nelle ore notturne, nonostante il carico potenziale, e nei mesi di luglio e agosto. L'attuale silenziatore progettato per il funzionamento a carico nominale ha portato alla decisione di non far funzionare l'impianto a carico parziale. A luglio 2012 l'impianto è stato fermato per risolvere la situazione con l'installazione di un silenziatore supplementare. Ciò conferma che il silenziamento e la protezione dalle vibrazioni dei microcogeneratori è un aspetto centrale per il loro successo nel mercato residenziale, ma anche in buona parte del terziario.

Nell'istituto è installato anche un impianto con scambio con l'acqua di falda per la produzione del freddo, per l'impianto di condizionamento, che viene gestito direttamente dall'istituto che ne ha la proprietà.

Il cogeneratore, avviato a fine 2009 è costituito da una turbina a gas, montata sul tetto, grazie all'assenza di vibrazioni, e da uno scambiatore di calore per i gas di scarico, integrati in un unico blocco. La turbina è del tipo rigenerativo, schema nel quale l'aria all'uscita del compressore viene preriscaldata, prima di entrare in camere di combustione, dal gas scaricato dalla turbina. La turbina e il generatore a magneti permanenti sono sospesi da cuscinetti ad aria. Il gas naturale, prelevato dalla rete, viene portato in pressione da un apposito compressore. L'elettricità prodotta in corrente continua, viene convertita da un inverter in alternata a frequenza di rete. Questa soluzione permette potenzialmente di modulare la potenza riducendo il numero di giri, senza penalizzare eccessivamente il rendimento, come avviene nelle macchine a giri costanti.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di targa del cogeneratore.

Fabbricante	Capstone
Nome	C65
Tipologia	TG
combustibile	gas naturale
$\eta_{\text{elettrico}}$	0,29
η_{termico}	0,50
η_{totale}	0,79
$P_{\text{elettrica generata}}$ [kW]	65
$P_{\text{termica generata}}$ [kW]	112
$P_{\text{gas ingresso}}$ [kW]	224

Tabella 13 Dati di targa del cogeneratore

Rispetto ai dati di targa, i dati registrati su dodici mesi di funzionamento della macchina permettono di calcolare un rendimento elettrico medio del 27%, termico del 48% e un Primary Energy Saving (PES) del 10%.

Utilizzo dell'energia termica ed elettrica

La turbina è stata scelta per coprire il carico di base termico ed elettrico, con la possibilità di funzionare a pieno carico dieci mesi all'anno e a regime parzializzato ad agosto e settembre. Nel 2011 per lavori di ampliamento della piscina il fabbisogno termico è aumentato, rispetto al fabbisogno considerato al momento dello studio per dimensionare la turbina, mentre quello elettrico è rimasto circa costante.

L'energia elettrica generata, nelle attuali condizioni delle utenze, delle contemporaneità dei carichi e degli orari di accensione del cogeneratore, è sempre inferiore al fabbisogno e quindi totalmente autoconsumata, anche senza dover ricorrere allo scambio sul posto.

Il problema acustico ha portato a limitare il funzionamento della macchina al periodo 8-22 e alla fermata totale nei mesi di luglio e agosto, quando il rumore di fondo è inferiore e le finestre delle

residenze circostanti sono aperte. Nonostante questa limitazione l'impianto funziona per circa 4.800 ore equivalenti all'anno, contro le circa 6.500 ore previste nello studio di fattibilità⁴².

La **Figura 25** mostra gli andamenti della produzione elettrica e termica della turbina, della produzione termica delle caldaie a condensazione e l'energia elettrica acquistata dalla rete. Mentre i dati di produzione sono stati registrati con cadenza circa quindicinale, i dati sull'energia elettrica acquistata hanno cadenza mensile e derivano dalle letture delle bollette elettriche.

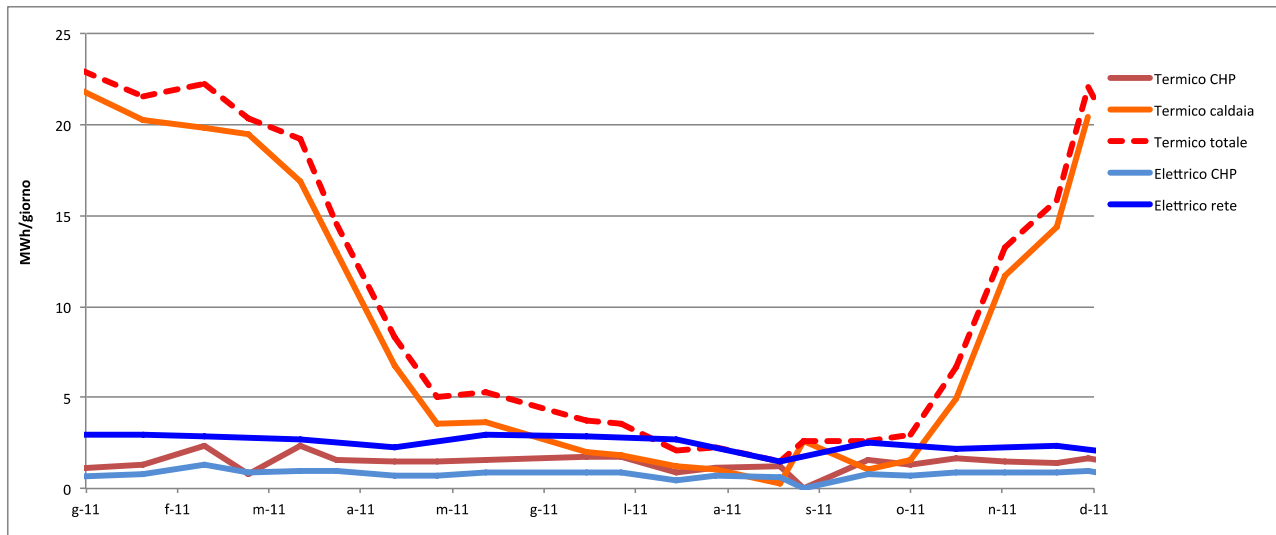


Figura 25 Diagramma annuale delle medie mensili dell'energia termica ed elettrica fornita del cogeneratore, dell'energia termica della caldaia e dell'energia elettrica acquistata dalla rete.

Il contributo della turbina nel 2011 è stato del 13% del fabbisogno termico totale e del 35% del fabbisogno elettrico totale. La copertura del fabbisogno termico sale al 40% al di fuori del periodo di riscaldamento (15 ottobre - 15 aprile per la zona climatica E).

La **Figura 26** mostra l'andamento delle produzioni del cogeneratore e della caldaia di una settimana nel periodo estivo (giugno 2012). La potenza elettrica e termica della turbina è stata campionata ogni cinque minuti, mentre la potenza termica media oraria della caldaia è stata calcolata a partire dai dati orari di consumo totale del gas naturale, considerando un rendimento costante della turbina e delle caldaie. I dati così ottenuti sono stati comparati con le letture dei contatori di calore installati a valle delle caldaie. Tali letture, espresse in MWh e utilizzate per la contabilizzazione, benché disponibili non sono state utilizzate per la rappresentazione grafica, in quanto, in questa scala temporale, avrebbero fornito dei diagrammi molto meno significativi.

La richiesta termica, che nei mesi estivi riguarda soprattutto le piscine e l'acqua calda delle docce, è ridotta durante la fine della settimana, dato che il centro sportivo chiude il sabato sera alle 18.30 e riapre lunedì mattina alle 8. La mattina si può osservare un aumento di richiesta termica, con un intervento più o meno marcato della caldaia nell'intorno dell'orario di apertura ovvero le 8 dal

⁴² Vale la pena notare che la differenza nelle ore di funzionamento è notevole – circa il 25% in meno – e dimostra che la sottovalutazione del problema del rumore può portare a tempi di ritorno molto più lunghi.

lunedì al venerdì e le 9 il sabato. Dal grafico si possono osservare delle fasi di funzionamento intermittente, legate a problemi di inerzie termiche degli impianti rispetto alla catena di regolazione. L'analisi dell'intervento permette di fare alcune considerazioni. In primo luogo la ESCO fa l'investimento, ma ha un controllo limitato dell'utenza. Massimizzare le ore di esercizio è un tema complesso che richiede interventi di ottimizzazione in tutta la catena di regolazione. I carichi termici nel tempo sono cresciuti, per cui oggi si potrebbe installare un impianto cogenerativo di potenza più elevata, a patto di poter utilizzare la modulazione e lo scambio sul posto.

Il periodo di funzionamento limitato rispetto alle possibilità e il costo della manutenzione fanno sì che l'impianto non abbia i risultati economici attesi sia dalla ESCO che dall'utente che a fine contratto dovrà prenderlo in carico. Non aver considerato accuratamente i problemi legati alle emissioni acustiche in fase di progetto, o la poca esperienza, trattandosi di una delle prime applicazioni, costituisce attualmente il problema più complesso per questo impianto. La ESCO procederà a installare un nuovo silenziatore che dovrebbe risolvere il problema, ma che richiede un ulteriore investimento e un prolungato fermo dell'impianto stesso.

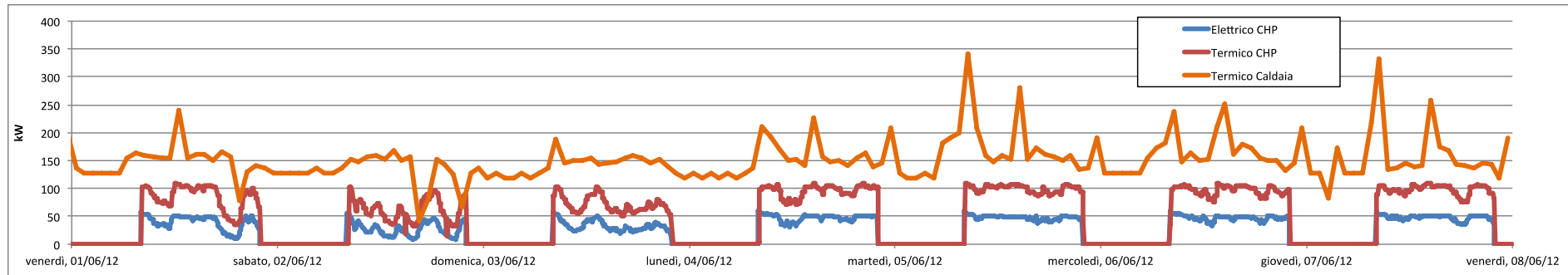


Figura 26 Diagramma settimanale della potenza elettrica e termica della turbina e della potenza termica della caldaia

B. Condominio con acqua calda centralizzata - Milano

Descrizione dell'utenza e dell'impianto

Zona climatica E 2.404 gradi giorno. Temperatura invernale di progetto -5°C.

Il cogeneratore è installato in un locale separato dalla centrale termica e fornisce energia termica esclusivamente per la produzione dell'acqua calda sanitaria, per il comprensorio di edifici con circa 370 appartamenti. L'acqua calda ha un ricircolo permanente con un'elevata portata del circuito di utenza, date le dimensioni del complesso. Il calore recuperato dai gas di scarico della turbina contribuisce con un flusso a elevata temperatura, che si miscela nel circuito di produzione dell'acqua calda sanitaria, di ritorno dallo scambiatore verso la caldaia e che viene integrato da quest'ultima quando necessario. Nel caso la richiesta scendesse al di sotto della produzione termica della turbina, questa può ridurla modulando o al limite spegnendosi fino a che non vi sia richiesta. L'impianto termico del condominio è composto da due caldaie da 3,8 MW per il riscaldamento e una da 1,15 MW per l'acqua calda sanitaria, cui nel 2007 è stato affiancato il cogeneratore.

Il cogeneratore è costituito da una turbina a gas e da uno scambiatore di calore per i gas di scarico, integrati in un unico blocco. La turbina del tipo rigenerativo, schema nel quale l'aria all'uscita del compressore viene preriscaldata, prima di entrare in camere di combustione, dal gas scaricato dalla turbina. La turbina e il generatore a magneti permanenti sono sospesi da cuscinetti a olio. Il gas naturale, prelevato dalla rete, viene portato in pressione da un apposito compressore integrato nel package.

La ESCO ha installato la turbina a proprie spese, acquista il gas utilizzato dalla turbina, si occupa della gestione e della manutenzione della turbina e vende al condominio l'energia termica e l'energia elettrica prodotte.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di targa del cogeneratore.

Fabbricante	Turbec
Nome	T100
Tipologia	TG
combustibile	gas naturale
$\eta_{\text{elettrico}}$	0,30
η_{termico}	0,48
η_{totale}	0,78
$P_{\text{elettrica generata}} \text{ [kW]}$	100
$P_{\text{termica generata}} \text{ [kW]}$	150
$P_{\text{gas ingresso}} \text{ [kW]}$	333

Tabella 14 Dati di targa del cogeneratore

Utilizzo dell'energia termica ed elettrica

Dal punto di vista elettrico l'utilizzatore è costituito dall'utenza condominiale (luci, cancelli, ascensori, piccolo centro comune al condominio con bar e piscina, centrale termica). L'impianto beneficia dello scambio sul posto che comporta una cessione di circa 70 MWh/anno ed un prelievo di oltre 30 MWh/anno. Lo scambio interessa circa il 10% dell'energia elettrica cogenerata.

La turbina nel 2011, funzionando circa 5.600 ore equivalenti, ha prodotto circa 550 MWh_e e 900 MWh_t, ovvero circa lo 80% sui 1.200 MWh_t utilizzati per riscaldare l'acqua calda sanitaria.

Il diagramma delle produzioni mensili (**Figura 27**) mostra un andamento della produzione termica totale più piatto durante l'anno rispetto al riscaldamento (es **Figura 34**), con un rapporto 1,7 tra picco massimo e minimo. Questo spiega l'alta frazione del fabbisogno termico annuale che la turbina riesce a coprire.

Il funzionamento di un cogeneratore che fornisca solo acqua calda sanitaria è più regolare, con un minimo apporto termico in agosto per le vacanze estive. La turbina ha una produzione minima in agosto e settembre, dovuta anche a esigenze di manutenzione, mentre il minimo di produzione termica totale è in luglio e agosto. In luglio è la turbina che fornisce quasi tutta l'energia termica.

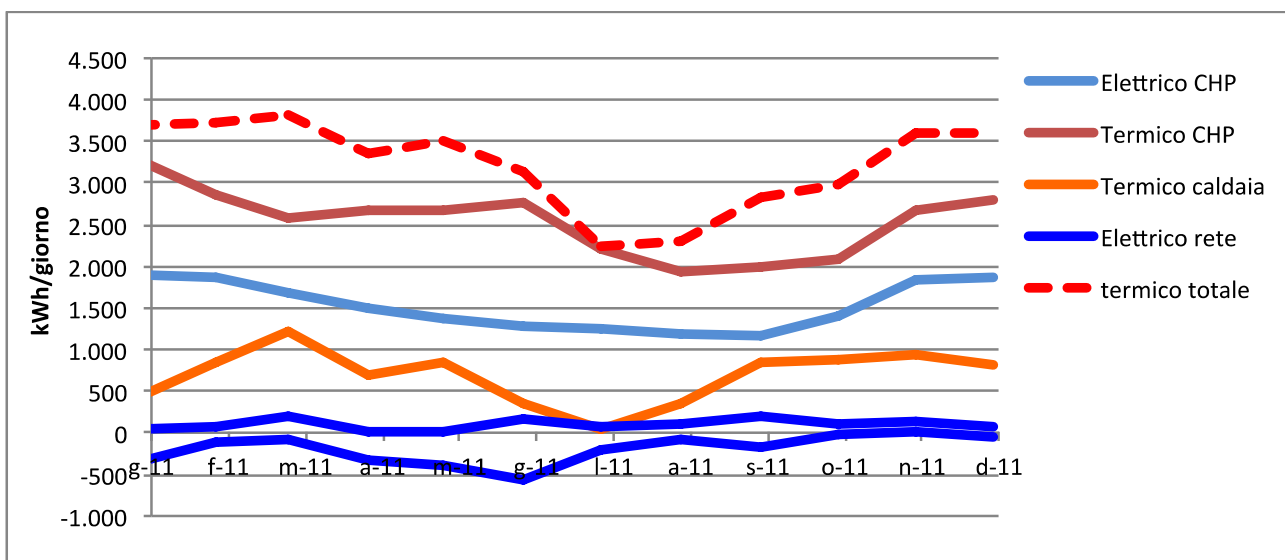


Figura 27 Diagramma annuale dell'energia termica ed elettrica fornita del cogeneratore, dell'energia termica della caldaia e dell'energia elettrica acquistata dalla rete (positiva) e ceduta alla rete (negativa).

L'analisi dei dati orari (**Figura 28**, **Figura 29** e **Figura 30**) evidenzia il rendimento elettrico massimo in inverno, inferiore ma piuttosto costante in mezza stagione, con un'ulteriore diminuzione in estate, legata anche alla modulazione per seguire il carico termico

In inverno e mezza stagione (**Figura 28** e **Figura 29**) c'è un picco della caldaia la mattina intorno alle 8 dal lunedì al venerdì, che si sposta più tardi sabato e domenica e un picco la sera intorno alle 20. Inoltre verso le 19-20 vi è un aumento dell'assorbimento dalla rete elettrica, dovuto agli ascensori.

In aprile (**Figura 29**) si nota un'irregolarità di funzionamento della turbina, con maggiore assorbimento elettrico dalla rete, dovuta presumibilmente a un reset della macchina dopo un black out/micro interruzione, che potrebbe essere conseguenza dei lavori in corso nella zona per la costruzione della nuova linea della metropolitana.

In luglio (**Figura 30**) il contributo della caldaia è minimo e con la riduzione del consumo di acqua calda sanitaria, la turbina inizia a modulare.

Il recupero termico dalla turbina è piuttosto costante durante tutto l'anno, ma inferiore ai dati di targa. L'acqua entra nello scambiatore tra 80 e 90°C ed esce a 90°C e oltre. La situazione è legata allo scambiatore dei gas di scarico all'interno del blocco, che non è ottimizzato per queste temperature di lavoro. Si sarebbe potuto optare per uno scambiatore esterno, ma le limitazioni di spazio e di spesa hanno sconsigliato tale scelta.

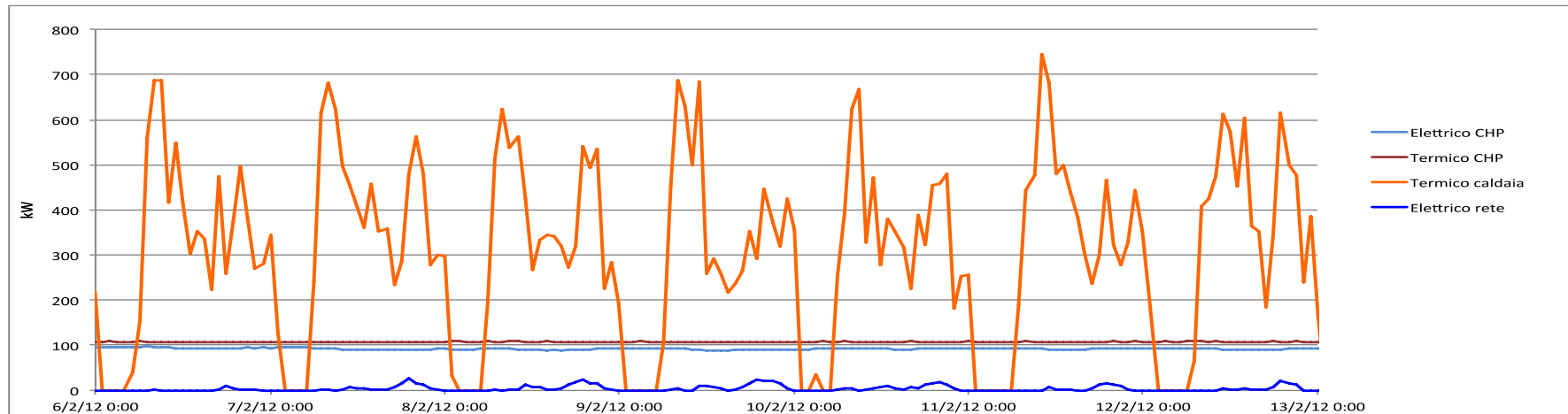


Figura 28 Settimana invernale – andamento orario della potenza elettrica e termica della turbina e della potenza termica della caldaia e della potenza elettrica prelevata dalla rete

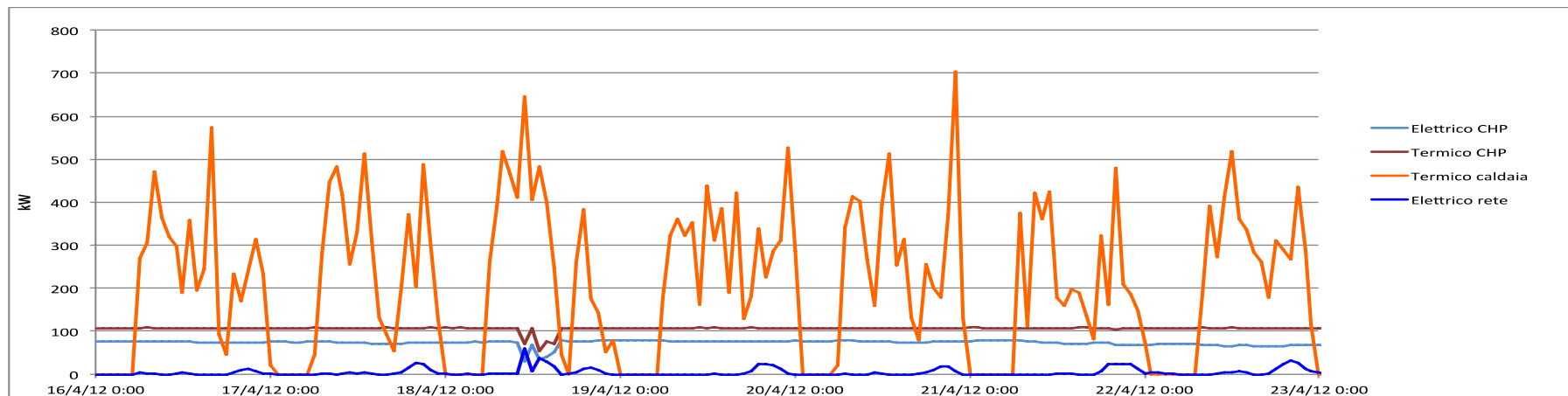


Figura 29 Settimana mezza stagione – andamento orario della potenza elettrica e termica della turbina e della potenza termica della caldaia e della potenza elettrica prelevata dalla rete

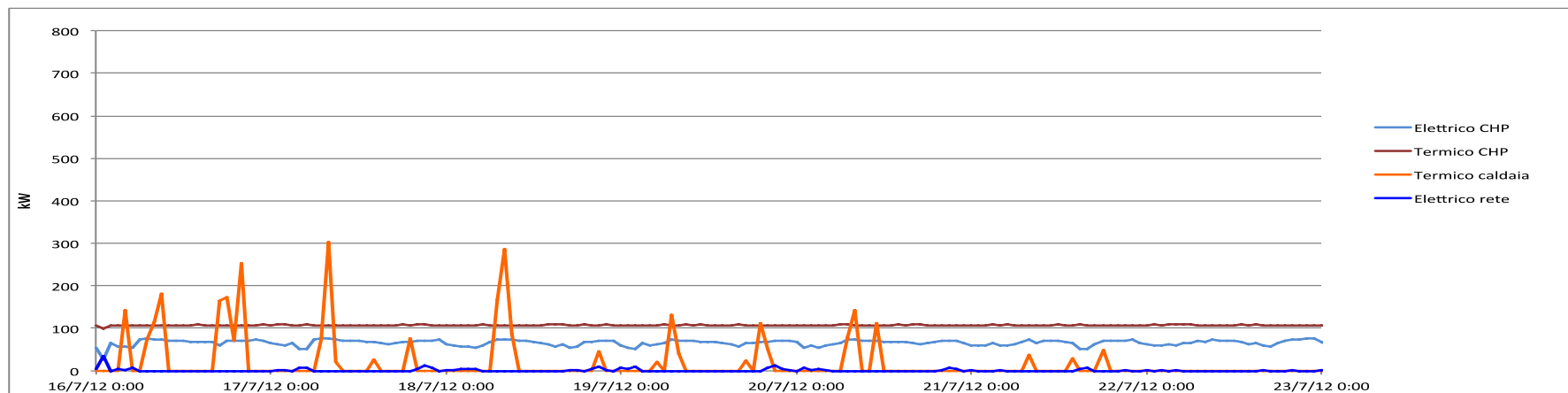


Figura 30 Settimana estiva – andamento orario della potenza elettrica e termica della turbina e della potenza termica della caldaia e della potenza elettrica prelevata dalla rete

L'analisi dell'intervento permette di fare alcune considerazioni. L'intervento di una ESCO in finanziamento tramite terzi di per sé comporta una certa complessità contrattuale, che risulta accentuata nel caso di un grosso condominio con una moltitudine di decisori da mettere d'accordo e che con il tempo possono cambiare idea.

La numerosità dei condomini, la difficoltà nel prendere decisioni in sede assembleare e la presenza di un altro gestore della centrale termica ha imposto di limitare il campo di azione della ESCO all'installazione e alla gestione del cogeneratore.

L'installazione del cogeneratore negli spazi esistenti ha richiesto la creazione di un ambiente separato con le necessarie caratteristiche di resistenza al fuoco, ventilazione, etc., con costi che hanno avuto un impatto non trascurabile sull'investimento. L'ambiente che è stato ricavato ha una cubatura limitata e un accesso che potrebbe complicare lavori importanti sul cogeneratore.

La ESCO, date le limitazioni di spazio, la complessità logistica e del cliente ha scelto di non ottimizzare lo scambio termico installando uno scambiatore esterno ottimizzato per le temperature richieste dall'installazione.

L'installazione di un cogeneratore sull'acqua calda sanitaria si dimostra un'applicazione molto interessante per la cogenerazione, ma bisogna anche considerare che il complesso ha un fabbisogno elettrico più alto della media, altrimenti per autoconsumare buona parte della produzione elettrica si sarebbe dovuto optare per una macchina di taglia inferiore e quindi con una minore copertura del fabbisogno termico per acqua calda sanitaria.

C. Condominio con pompe di calore ad acqua di falda - Alba

Descrizione dell'utenza e dell'impianto

Zona climatica E 2.528 gradi giorno. Temperatura invernale di progetto -8°C.

L'edificio è stato progettato e autorizzato prima del 2005. Considerata la crescente sensibilità sui temi ambientali ed energetici e sfruttando anche il bando della Regione Piemonte per la concessione di contributi destinati ad Interventi dimostrativi in materia energetico ambientale è stata aumentata la coibentazione e sono stati considerati in sede progettuale impianti più efficienti. Il premio della Regione ha coperto una parte dell'extracosto degli impianti più efficienti, mentre si è preferito non fare pesare il restante extracosto sul prezzo di acquisto dell'immobile. Considerando le minori spese per i combustibili dell'impianto più efficiente, si è pensato di "spalmare" il restante extracosto sulle tariffe del calore, che rimangono comunque concorrenziali grazie all'efficienza degli impianti e sono legate al prezzo del gas naturale sul mercato vincolato. L'impresa di costruzioni ha così costituito una ESCO che gestirà per dodici anni l'impianto, occupandosi delle pratiche con l'agenzia delle dogane, con il GSE per lo scambio sul posto e gli incentivi, etc.

È stata la prima esperienza di costruzione di un edificio e successiva fornitura del servizio energia per gli inquilini. L'esperienza si è rivelata positiva ed è stata poi estesa anche ad altri edifici costruiti successivamente.

L'impianto termico dell'edificio è centralizzato, con contabilizzazione per le singole unità abitative e commerciali. La centrale comprende pompe di calore con scambio con l'acqua di falda, cogeneratore, caldaie di integrazione e soccorso e due accumuli per un totale di 5.000 litri. Le pompe di calore e il cogeneratore possono fornire tutta l'energia termica necessaria. Le caldaie a condensazione da 360 kW_t sono state dimensionate per coprire l'intero fabbisogno termico nel caso di manutenzione, impoverimento della falda, etc.

Per il costruttore questa è stata la prima esperienza di cogenerazione e la prima esperienza con pompe di calore ad acqua di falda. Le pompe di calore oltre al riscaldamento consentono di offrire anche il condizionamento estivo, nel 2009-2010 una novità nell'offerta immobiliare per Alba.

Le cinque pompe di calore da 40 kW_t ciascuna sono divise in due circuiti separati, uno che serve i pavimenti radianti per le abitazioni con temperatura di mandata di 35°C, l'altro i termoconvettori degli esercizi commerciali con temperatura di mandata di 45°C.

In estate, quando le pompe di calore forniscono acqua raffreddata per condizionare l'edificio, nelle unità abitative, che sono dotate di sistema di emissione a superfici radianti, il controllo dell'umidità è svolto da deumidificatori, presenti in ogni alloggio.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di targa del cogeneratore.

Fabbricante	Energia Nova
Nome	Tandem
Tipologia	MCI
Cilindri	4
combustibile	gas naturale
$\eta_{\text{elettrico}}$	0,29
η_{termico}	0,68
η_{totale}	0,97
$P_{\text{elettrica generata}}$ [kW]	20,3
$P_{\text{termica generata}}$ [kW]	47,5
$P_{\text{gas ingresso}}$ [kW]	70,0

Tabella 15 Dati di targa del cogeneratore

Rispetto ai dati di targa, i dati registrati su dodici mesi di funzionamento della macchina permettono di calcolare un rendimento elettrico medio del 27%, termico del 56% e un Primary Energy Saving (PES) del 17%.

Utilizzo dell'energia termica ed elettrica

La centrale termica fornisce riscaldamento, acqua calda sanitaria e condizionamento all'edificio. Il cogeneratore è utilizzato tutto l'anno per fornire l'acqua calda sanitaria, in quanto le pompe di calore non vengono utilizzate oltre i 45°C. Durante la stagione invernale il cogeneratore contribuisce anche al riscaldamento. La produzione elettrica del cogeneratore è totalmente assorbita dalle pompe di calore e dagli ausiliari della centrale termica, sfruttando lo scambio sul posto.

Da settembre 2011 ad agosto 2012 il fabbisogno termico per riscaldamento e acqua calda sanitaria è stato coperto per il 60% dalla pompa di calore, per il 30% dal cogeneratore e per il 10% dalle caldaie. Il cogeneratore ha funzionato circa 2.800 ore equivalenti e la sua produzione elettrica ha contribuito circa per la metà dei consumi elettrici della centrale termica. Se l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore fosse utilizzata solo dalle pompe di calore nel periodo di riscaldamento, il cogeneratore avrebbe contribuito per il 70% al fabbisogno di riscaldamento e acqua calda sanitaria dell'edificio.

Il sistema di acquisizione dati, utilizzato per il controllo, la gestione e la contabilizzazione a distanza, ha permesso di scaricare le medie giornaliere per dodici mesi di funzionamento. La rappresentazione dell'integrazione giornaliera dei dati per dodici mesi (**Figura 31**) fornisce utili informazioni sugli andamenti, ma rende difficile apprezzare graficamente le energie in gioco. Si è così deciso di integrare i dati per rappresentare anche le medie settimanali (**Figura 32**) e per uniformità con le altre applicazioni studiate anche le medie mensili (**Figura 33**).

Il diagramma annuale (Figura 32) mostra che la caldaia è intervenuta da metà novembre a metà gennaio per un problema al cogeneratore. Si può valutare che se fosse stato funzionante, in questo periodo il cogeneratore avrebbe potuto funzionare oltre 500 ore. La caldaia è intervenuta poi a febbraio per il picco di richiesta termica di riscaldamento e nel resto della stagione sporadicamente per indisponibilità temporanee del cogeneratore o della pompa di calore. Il cogeneratore ha lavorato a pieno carico solo la prima settimana di febbraio e con un alto fattore di carico tra metà gennaio e metà marzo e le due settimane centrali di aprile.

Se il cogeneratore avesse lavorato a pieno carico da metà ottobre a metà marzo avrebbe generato circa 70.000 kWh, ovvero più di quanto abbia generato nei dodici mesi presi in esame. Supponendo di farlo lavorare come ha lavorato nei restanti mesi, si arriverebbe a farlo lavorare circa 5.000 ore equivalenti all'anno a una produzione di oltre 100.000 kWh in dodici mesi, ovvero circa lo 80% del fabbisogno elettrico totale della centrale termica.

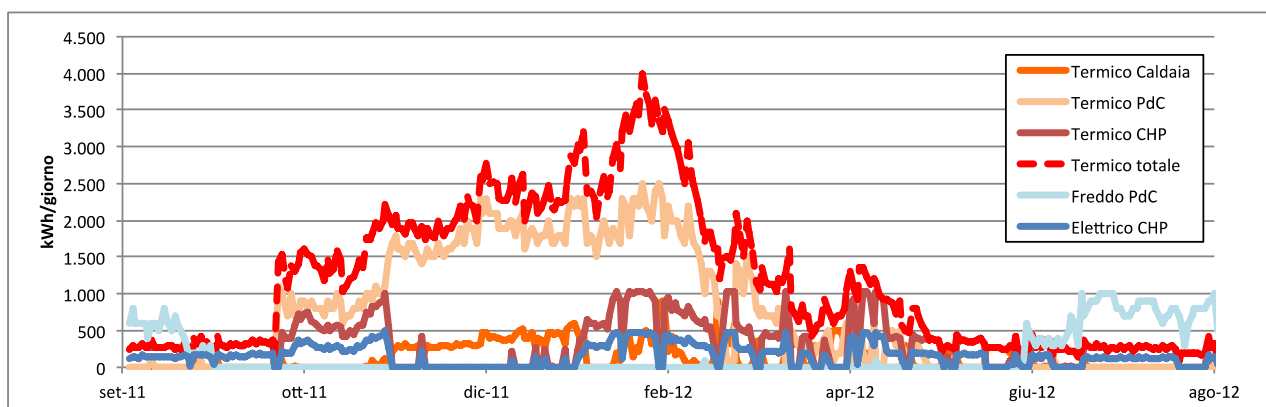


Figura 31 Diagramma annuale della media giornaliera dell'energia termica ed elettrica fornita del cogeneratore, dell'energia termica della caldaia, della pompa di calore e dell'energia termica.

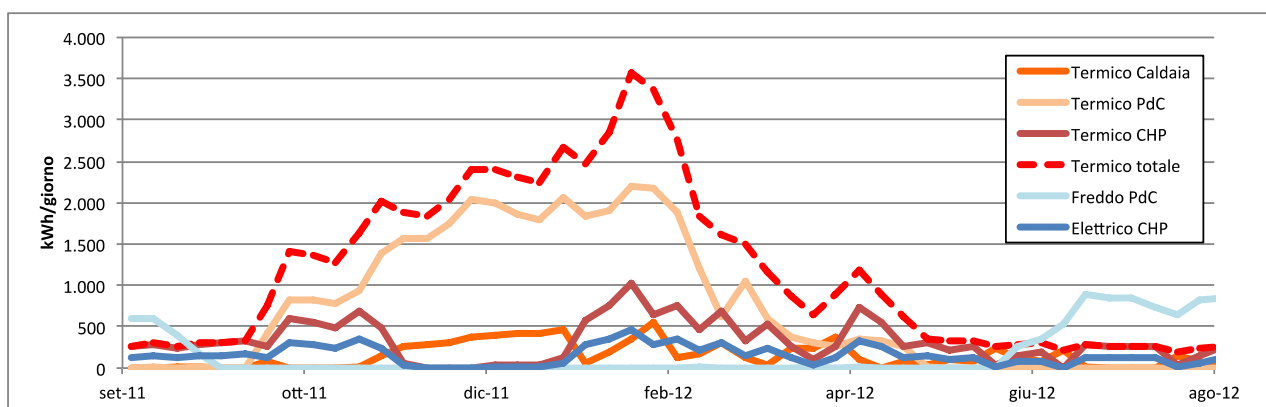


Figura 32 Diagramma annuale delle medie settimanali dell'energia termica ed elettrica fornita del cogeneratore, dell'energia termica della caldaia, della pompa di calore e dell'energia termica.

Le logiche di controllo, che tengono conto dei costi di generazione medi, danno però la priorità al cogeneratore solo per la fornitura dell'energia termica per l'acqua calda sanitaria, dato che le

pompe di calore installate non possono garantire il salto termico necessario. Per la fornitura dell'energia termica per riscaldare gli ambienti la priorità è delle pompe di calore, seguite dal cogeneratore e infine dalla caldaia.

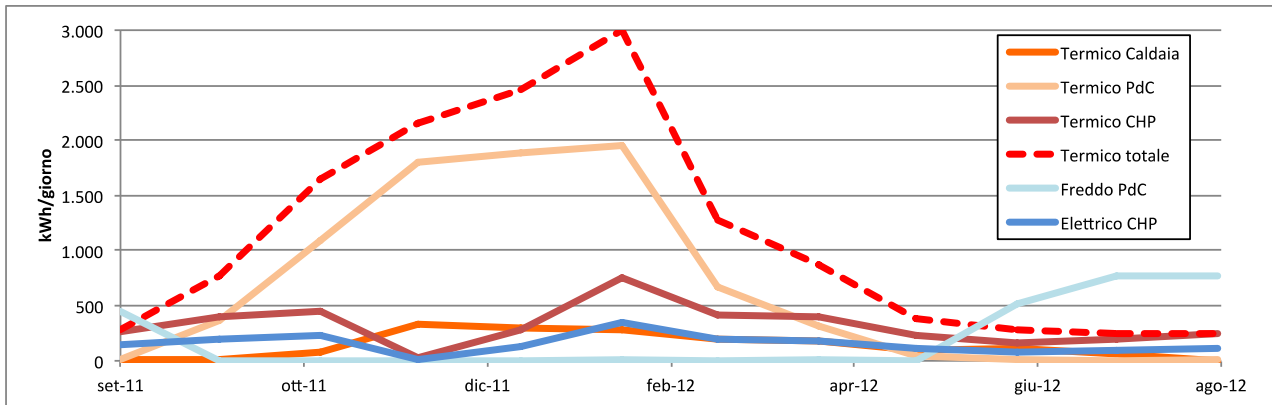


Figura 33 Diagramma annuale delle medie mensili dell'energia termica ed elettrica fornita del cogeneratore, dell'energia termica della caldaia, della pompa di calore e dell'energia termica.

L'andamento della produzione termica giornaliera è stato confrontato con i gradi giorno giornalieri con temperatura di base di 20°C, calcolati secondo la UNI EN ISO 15927-6:2008 a partire dai dati orari di temperatura registrati dalla stazione meteorologica di San Paolo Solbrito. Benché la stazione meteorologica si trovi a una quarantina di chilometri dall'edificio, gli andamenti giornalieri dei gradi giorno, durante la stagione di riscaldamento (15 ottobre – 15 aprile) mostrano una buona correlazione (Figura 34).

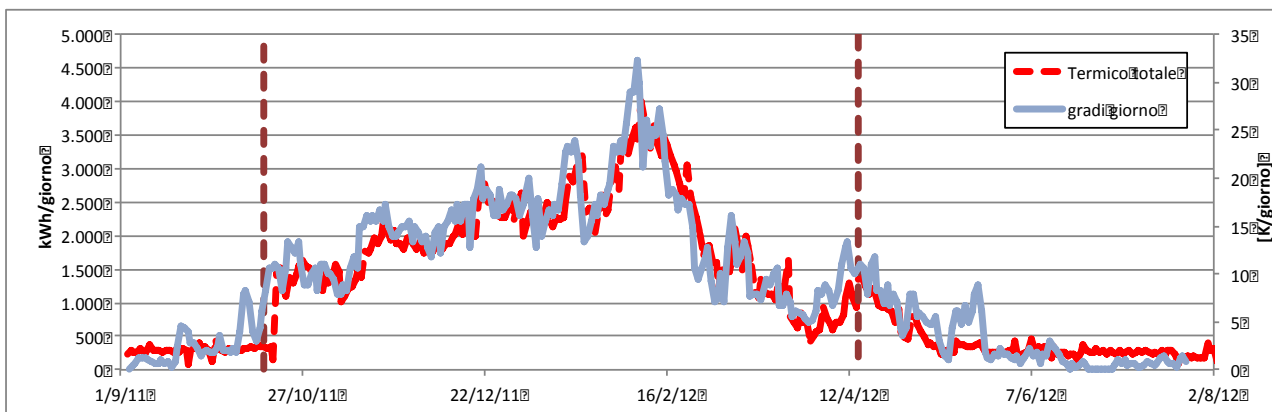


Figura 34 Produzione termica totale giornaliera e gradi giorno giornalieri (T_{rif} 20°C)

La curva della produzione oraria del cogeneratore (Figura 35) riporta solo la potenza elettrica, perché il contatore di calore, con letture in MWh, utilizzato per la contabilizzazione, non permetteva di ottenere una rappresentazione significativa della potenza media oraria. Si è preferito quindi rappresentare sul grafico le ore di funzionamento giornaliero della macchina, che può essere interessante considerato il funzionamento piuttosto discontinuo della macchina nella settimana di registrazione. In media dal 15 al 22 giugno 2012 il cogeneratore ha lavorato 8,8 ore/giorno, come

nel mese precedente. Il cogeneratore riceve il comando di accensione quando c'è bisogno di reintegrare il calore nei serbatoi di accumulo per l'acqua calda sanitaria e viene spento quando l'accumulo è carico.

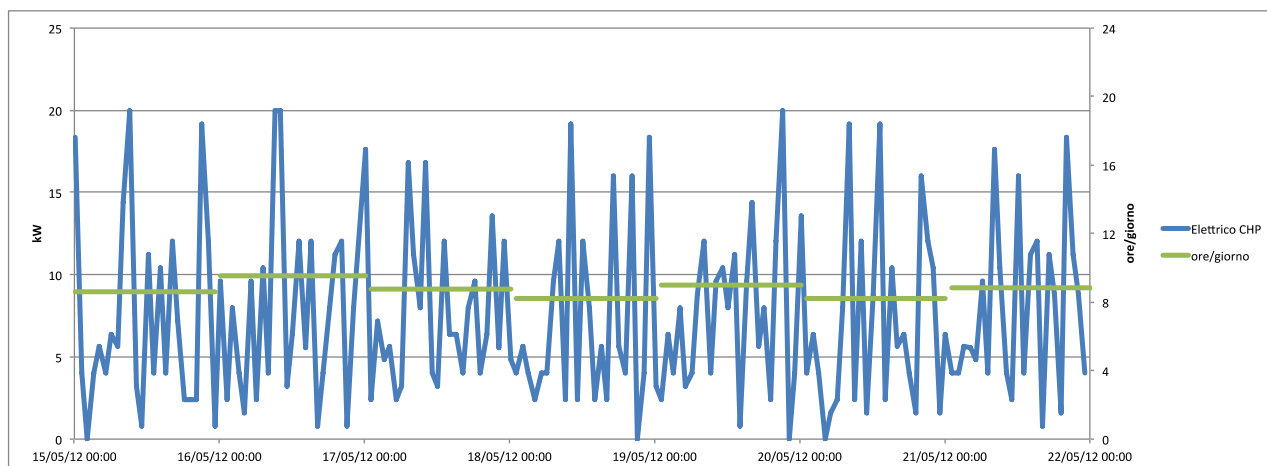


Figura 35 Diagramma settimanale della produzione oraria elettrica e dell'utilizzo del cogeneratore

L'analisi dell'impianto permette di fare alcune considerazioni. La centrale termica è stata progettata fin dall'inizio per l'utilizzo abbinato di cogeneratore e pompe di calore ad acqua di falda. Essendo la prima esperienza in zona, l'intervento ha richiesto un certo periodo di messa a punto delle regolazioni e dei componenti. La captazione dell'acqua di falda per le pompe di calore è stata oggetto di varie prove per ottimizzare la filtrazione. Il cogeneratore ha avuto bisogno di interventi di manutenzione non programmati che ne hanno limitato l'utilizzo. Nonostante queste complessità iniziali, il costruttore è soddisfatto dell'intervento e valuta che abbia contribuito positivamente all'immagine dell'impresa e alla vendita delle unità immobiliari.

La progettazione e la gestione è improntata a garantire sempre la fornitura del servizio all'utenza. L'attenzione attuale è quindi rivolta a garantire la funzionalità del cogeneratore, solo dopo si potrà procedere a un'ulteriore ottimizzazione energetica ed economica del sistema. I dati del sistema di gestione e controllo vengono utilizzati per controllare il regolare funzionamento, le produzioni, i consumi, i cicli di accensioni e spegnimento. La flessibilità del sistema di automazione e l'elevato numero di punti letti e controllati potrà permettere di variare ora per ora le logiche di controllo, in funzione del prezzo dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie, cambiando la priorità di intervento del cogeneratore o della pompa di calore.

In prospettiva smart grid il sistema potrebbe ricevere i segnali di prezzo di acquisto e vendita dell'energia elettrica, ora per ora cambiando le priorità di intervento di cogeneratore e pompa di calore.

L'abbinamento cogeneratore pompa di calore è sicuramente molto interessante, ma in casi come questo, con scambio con l'acqua di falda, lo diventa soprattutto in prospettiva smart grid. Nelle attuali condizioni di scambio/ritiro/vendita dell'energia elettrica infatti, la presenza di una pompa di

calore che sfrutta una sorgente con temperatura favorevole tutto l'anno rischia di ridurre le ore di funzionamento del cogeneratore, se la pompa di calore è in grado di produrre anche l'acqua calda sanitaria.

D. Centro sportivo - Roma

Descrizione dell'utenza e dell'impianto

Roma, gradi giorno zona climatica D 1.415 gradi giorno. Temperatura invernale di progetto 0°C.

Il centro comprende piscina da 25 m coperta, piscina estiva, palestre, campo da atletica e campi da tennis, calcio, etc. quindi oltre alla piscina una forte richiesta è legata all'acqua sanitaria per le docce. Il cogeneratore è stato installato in parallelo alla caldaia a gas naturale da 500 kW già presente presso il cliente, sulla quale ha priorità nel fornire l'energia termica per il riscaldamento e la produzione di acqua calda.

Il cogeneratore è costituito da un motore a combustione interna alimentato a gas naturale con scambiatore di recupero sui fumi, sull'acqua di raffreddamento e sull'olio motore, montato in un container, installato all'interno di una box per insonorizzazione posto all'esterno degli edifici e dotato di un apposito silenziatore di scarico.

Il cogeneratore non ha dissipatore e segue la richiesta termica dell'utenza, con possibilità di modulare per gradini successivi fino al 50% della potenza elettrica, cui corrisponde circa il 60% della potenza termica nominale. Se la richiesta scende al di sotto di tale soglia il cogeneratore si spegne per poi riaccendersi automaticamente. Il cogeneratore viene automaticamente spento dalle 22,45, con anticipo alle 12.20 la domenica e riaccessi alle 5,15. In agosto è spento due settimane in concomitanza della chiusura estiva del centro.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di targa del cogeneratore.

Fabbricante	Scania
Nome	12 G
Tipologia	MCI
Cilindri	6
combustibile	gas naturale
$P_{\text{elettrica generata}}$ [kW]	90
$P_{\text{termica generata}}$ [kW]	170
$P_{\text{gas ingresso}}$ [kW]	290
$\eta_{\text{elettrico}}$	0,31
η_{termico}	0,59
η_{totale}	0,90

Tabella 16 Caratteristiche del cogeneratore

Rispetto ai dati di targa, i dati registrati su dodici mesi di funzionamento della macchina permettono di calcolare un rendimento elettrico medio del 32%, termico del 54% e un Primary Energy Saving (PES) del 21%.

Utilizzo dell'energia termica ed elettrica

La ESCO ha proposto l'intervento al cliente finale, finanziando l'installazione di un cogeneratore. La durata del contratto non è in anni ma in ore di funzionamento del cogeneratore: 60.000 ore, ovvero la vita del cogeneratore prima della grande manutenzione. Sulla base dell'attuale utilizzo di 4.500 ore equivalenti, il contratto ha una durata di circa 15 anni. La ESCO acquista il gas naturale utilizzato dal cogeneratore e vende al cliente l'energia termica ed elettrica fornita, con uno sconto rispetto all'energia termica prodotta dalla caldaia e all'energia elettrica acquistata dalla rete. Nel caso di mancato funzionamento del cogeneratore il cliente non percepisce alcuna differenza nel servizio, ma non usufruisce delle tariffe scontate.

La produzione elettrica sfrutta il meccanismo dello scambio sul posto e copre il consumo del centro, mentre la termica copre solo parzialmente i consumi.

L'andamento annuale delle produzioni e dei consumi (Figura 36) evidenzia una diminuzione della richiesta termica in giugno, che si accentua in luglio per la minor affluenza e tocca il minimo in agosto con le due settimane di chiusura. Dopo le vacanze invernali si nota una minor produzione in gennaio, dovuta a una fermata per manutenzione.

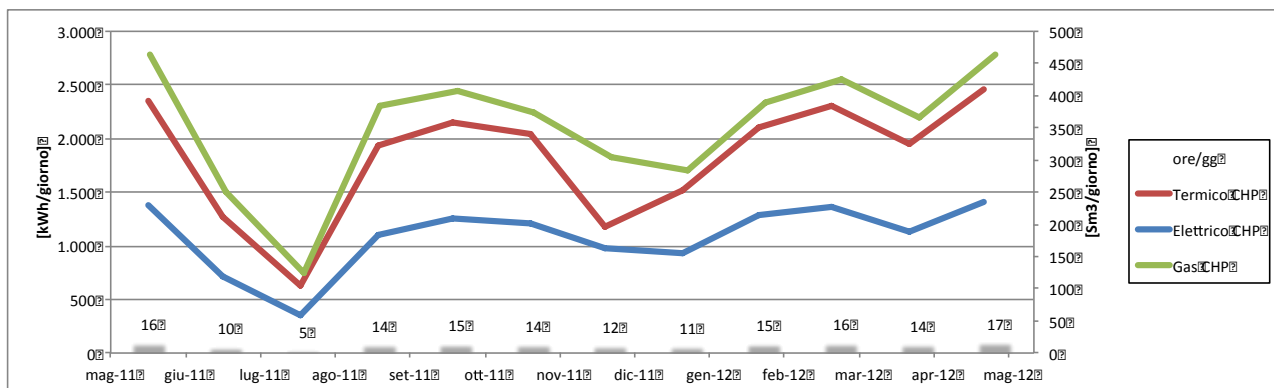


Figura 36 Medie mensili dei valori giornalieri di produzione elettrica, termica, consumo del gas naturale e ore di accensione del cogeneratore.

L'andamento orario della produzione e dei consumi del cogeneratore (Figura 37), evidenzia la modulazione del funzionamento, che si manifestano durante la festività del 25 aprile e il ponte 30 aprile – 1 maggio, durante il quale si verifica anche una ridotta richiesta di calore sabato 28 e domenica 29, con spegnimento del cogeneratore rispettivamente poco dopo le 18 e le 12.30. Queste differenze si possono visualizzare più facilmente confrontando l'andamento della produzione elettrica delle diverse settimane (Figura 37). Tale grafico mostra inoltre una minor richiesta di calore il secondo mercoledì di aprile e di maggio. Le ultime due figure mostrano l'andamento della produzione elettrica e dei rendimenti nel periodo monitorato.



Figura 37 Andamento della produzione elettrica, termica e del consumo di gas naturale del cogeneratore, integrato ogni 30 minuti.

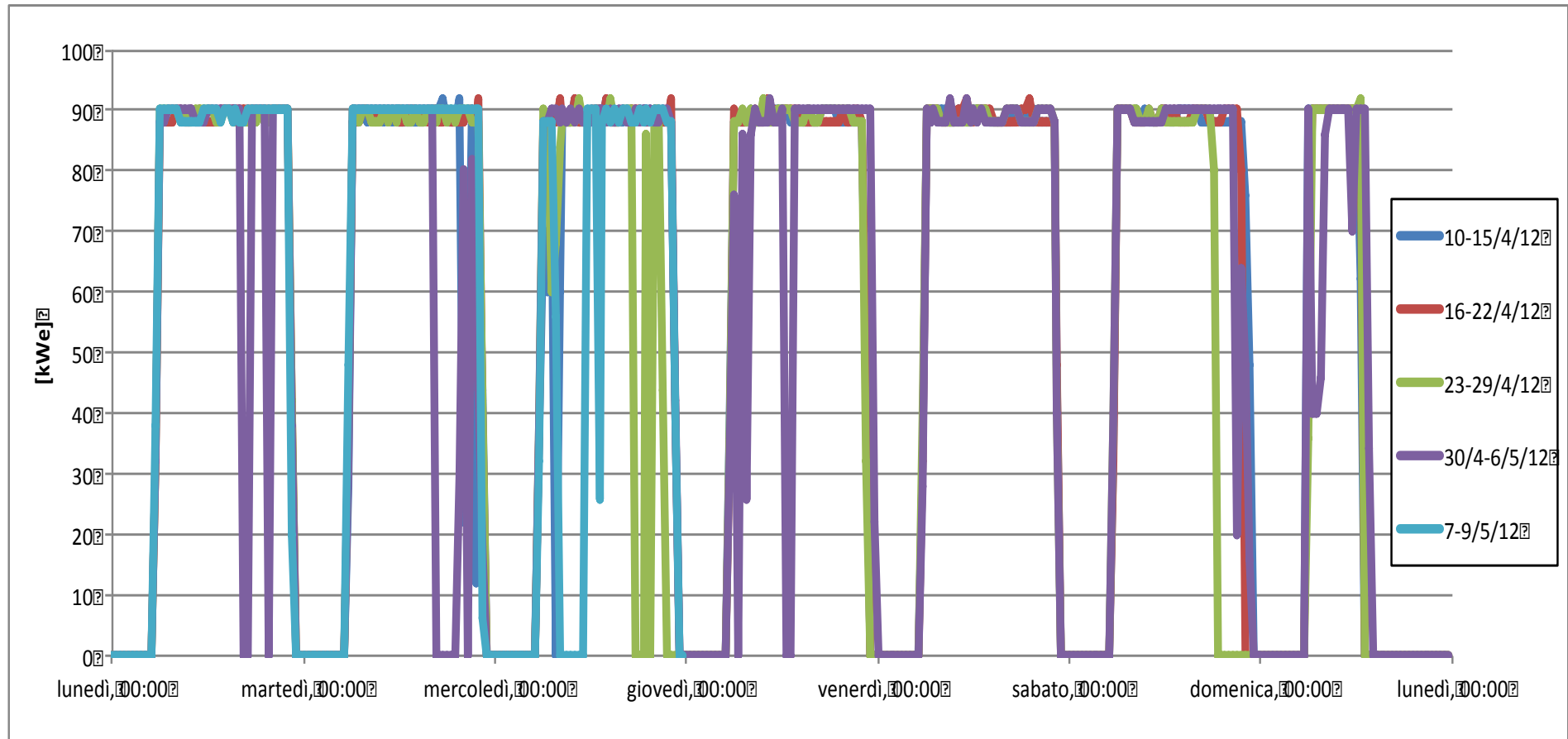


Figura 38 Confronto dell'andamento della produzione elettrica, integrata su 30 minuti, in diverse settimane di funzionamento.

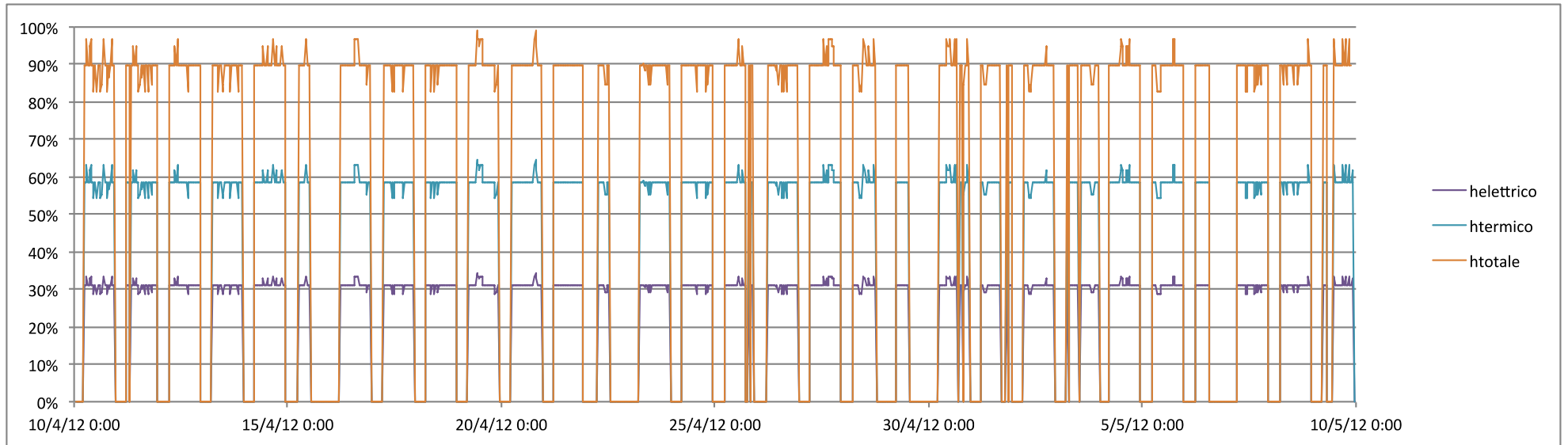


Figura 39. Andamento del rendimento elettrico, termico e totale integrato sui trenta minuti.

Il cogeneratore ha operato per 4.400 ore equivalenti negli ultimi 12 mesi, quindi un fattore di carico interessante per un'installazione su un cliente che paga accisa civile, mentre per un cliente che come in questo caso sia soggetto ad accisa industriale, è ai limiti inferiori. Per un soddisfacente risultato economico per la ESCO il sistema richiede una macchina particolarmente efficiente e una attenta gestione dei contratti del gas e di manutenzione.

La ESCO ha proposto la stessa formula contrattuale a diversi clienti, anche in campo industriale, con numero di ore contrattuali legate alla durata del cogeneratore utilizzato.

E. Impianti natatori pubblici - Bologna

Descrizione dell'utenza e dell'impianto

Bologna, zona climatica E 2.259 gradi giorno. Temperatura invernale di progetto -5°C.

Entrambi gli impianti pubblici sono gestiti da una società sportiva e hanno una piscina coperta da 25 m, affiancata in un caso una seconda vasca coperta di dimensioni minori, nell'altro da una piscina da 25 m scoperta. L'affluenza è per ognuna di circa 200.000 entrate all'anno. In entrambi gli impianti natatori la ESCO ha rinnovato le centrali termiche a sue spese, installando anche un impianto cogenerativo. La piscina Carmen Longo – Stadio, entrata in funzione nel 1926, è stata inoltre oggetto di vari interventi migliorativi come il nuovo sistema di trattamento aria, e l'installazione di un impianto di solare termico sotto vuoto da 100 m². Nella piscina Cavina, la ESCO ha anche ridotto i consumi lato domanda, con interventi quali la coibentazione della struttura isostatica, sostituendo al telo pannelli isolanti e vetrati previo rinforzo della stessa. Gli interventi sono stati finanziati dalla società di gestione con un contributo da parte del Comune. La ESCO fornisce al gestore l'energia termica ed elettrica a una tariffa scontata.

Il cogeneratore è lo stesso in entrambi ed è costituito da un motore a combustione interna alimentato a gas naturale con scambiatore di recupero sui fumi, sull'acqua di raffreddamento e sull'olio motore, montato in un container, installato all'interno della centrale termica. Il generatore elettrico è a magneti permanenti; la corrente continua generata viene trasformata in alternata da un inverter. La presenza dell'inverter consente di modulare il carico dal 15% al 125%, mantenendo elevati rendimenti elettrici e dando maggior flessibilità rispetto ai motori a giri costanti che, se possono funzionare a regime parzializzato, non si spingono di solito al di sotto del 50%. Inoltre il cogeneratore può funzionare anche in assenza della rete, come gruppo di continuità.

La garanzia della fornitura elettrica è una caratteristica ritenuta interessante per un esercizio pubblico, frequentato anche da bambini e anziani quale è la piscina. L'estesa capacità di regolazione della potenza termica fornita potrebbe sembrare superflua in un'utenza con grosse inerzie come la piscina, ma ha consentito di dimensionare meno abbondantemente gli accumuli termici inerziali (4.000 litri) e ridurre i cicli di accensione/spegnimento del cogeneratore, mantenendo un elevato rendimento elettrico in tutte le condizioni di esercizio. La modulazione elettrica non è invece oggi una caratteristica particolarmente considerata, dato che la ESCO usufruisce dello scambio sul posto per entrambe le macchine.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di targa del cogeneratore.

Fabbricante	Energifera
Nome	Tema 100-130
Tipologia	MCI
Cilindri	4
combustibile	gas naturale
$P_{\text{elettrica generata}}$ [kW]	75
$P_{\text{termica generata}}$ [kW]	145
$P_{\text{gas ingresso}}$ [kW]	232
$\eta_{\text{elettrico}}$	0,32
η_{termico}	0,62
η_{totale}	0,94

Tabella 17 Caratteristiche del cogeneratore

Rispetto ai dati di targa, i dati registrati su dodici mesi di funzionamento delle due macchine permettono di calcolare quanto segue:

- per quella installata nella piscina Cavina un rendimento elettrico medio del 28%, termico del 50% e un Primary Energy Saving (PES) del 14%;
- per la seconda, installata nella piscina Carmen Longo un rendimento elettrico medio del 25%, termico del 51% e un Primary Energy Saving (PES) del 10%.

Le differenze di rendimento della stessa macchina, montata in condizioni simili, possono essere in parte spiegate dai diversi fabbisogni delle due strutture e in parte ricondotte ad alcuni problemi che hanno portato alla sostituzione del motore dei cogeneratori.

I diagrammi delle medie mensili delle produzioni giornaliere (**Figura 40** e **Figura 41**) riportano i dati misurati delle produzioni del cogeneratore, mentre la produzione termica della caldaia è stata calcolata sottraendo dal gas totale utilizzato dalla piscina, il gas utilizzato dal cogeneratore e ipotizzando un rendimento costante dello 0,9. I diagrammi così ottenuti permettono di osservare in entrambi i casi un massimo della produzione termica totale nel mese di febbraio e un minimo tra metà luglio e fine agosto. La produzione termica riprende a salire, fino al massimo a metà dicembre. La produzione termica totale della piscina stadio è decisamente più bassa durante l'estate, attestandosi intorno al 5% del picco invernale, contro il 20% circa della piscina Cavina. Questa differenza è dovuta al contributo dei pannelli solari termici installati sulla piscina Stadio e alla maggior vocazione estiva della piscina Cavina.

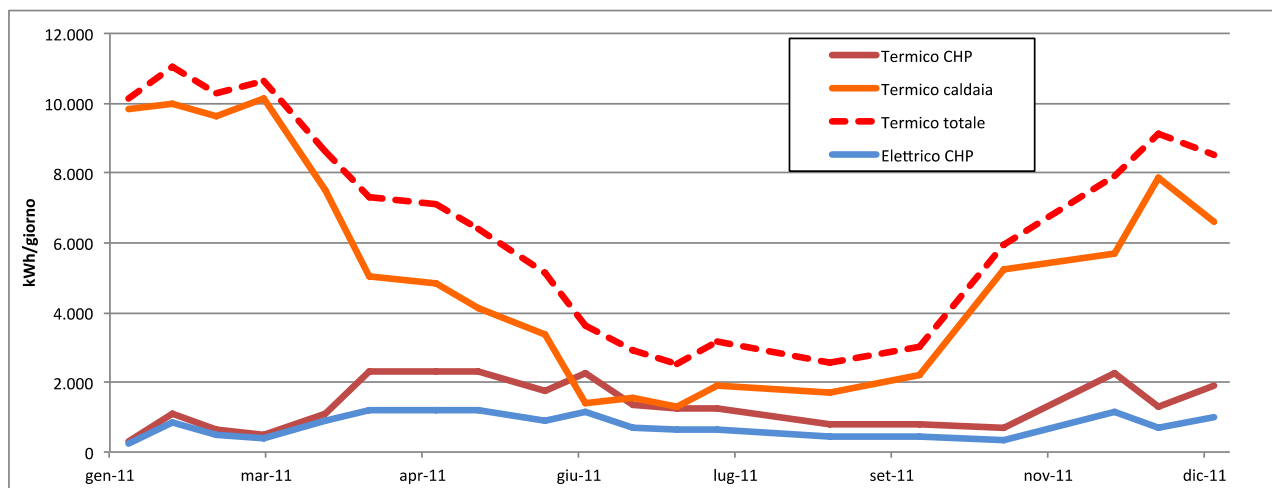


Figura 40. Piscina Cavina, diagramma annuale della media mensile dell'energia giornaliera termica ed elettrica fornita del cogeneratore, dell'energia termica della caldaia.

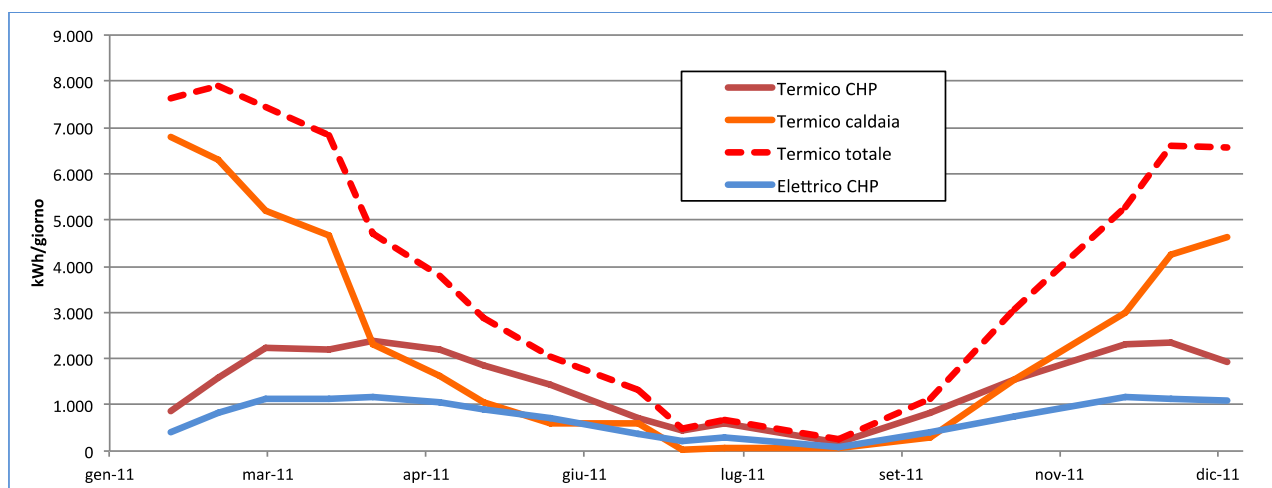


Figura 41. Piscina Carmen Longo - Stadio, diagramma annuale della media mensile dell'energia giornaliera termica ed elettrica fornita del cogeneratore, dell'energia termica della caldaia.

Confrontando le medie mensili delle produzioni dei due cogeneratori (**Figura 42**), che hanno funzionato entrambi per circa 3.400 ore equivalenti nei dodici mesi presi in esame, si nota che quello della piscina Stadio ha un andamento più regolare; da inizio dell'anno la produzione mensile cresce, fino a inizio marzo, si stabilizza e ha poi un massimo a metà aprile. La produzione quindi scende fino a inizio luglio, per risalire un po' verso fine luglio e raggiungere il minimo a fine agosto. La produzione risale costantemente per raggiungere un massimo a metà dicembre, più o meno dello stesso valore del massimo di inizio aprile. Confrontando la produzione con quella del cogeneratore installato presso la piscina Cavina si nota una mancata produzione tra metà febbraio e fine marzo, a fine ottobre e a metà dicembre, dovuta a difficoltà del cogeneratore.

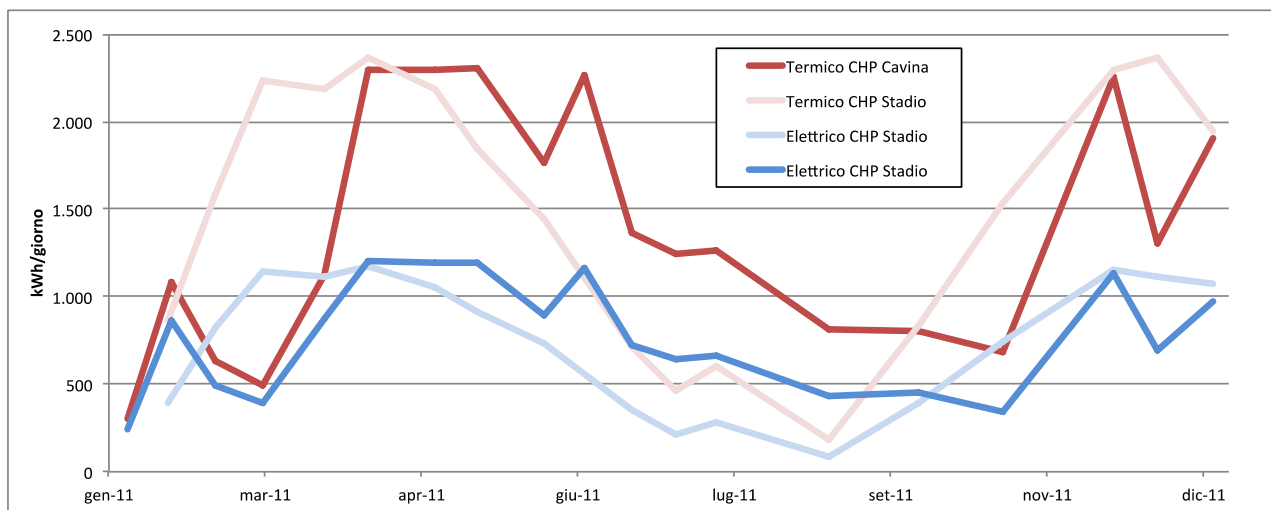


Figura 42. Diagramma annuale delle medie mensili delle produzioni giornaliere termiche ed elettriche dei due cogeneratori.

Il gestore si dice soddisfatto degli interventi, sia per i risparmi economici ottenuti, sia per la maggior affluenza di utenti. L'aumento di affluenza è da imputare alle temperature più confortevoli garantite all'interno degli impianti, e anche al miglioramento di immagine per la maggiore efficienza e le minori emissioni climalteranti.

[13] LINEE GUIDA PER IL DIMENSIONAMENTO E LA DIFFUSIONE DEI MICROCOGENERATORI

A. Dimensionamento

Un cogeneratore ha un costo unitario per kW termico che è superiore di un ordine di grandezza rispetto a quello delle pompe di calore e delle caldaie; ciò chiarisce perché il cogeneratore venga dimensionato sul carico medio, permettendo un alto numero di ore all'anno di funzionamento e si ricorra a un altro impianto (caldaia, PdC, teleriscaldamento) che integri la frazione di energia termica necessaria a soddisfare il fabbisogno dell'utenza.

Non basta quindi conoscere il consumo totale annuale di combustibile e di energia elettrica di un'utenza per poter dimensionare un cogeneratore, bisogna avere a disposizione i dati sull'andamento dei consumi reali su intervalli temporali inferiori (mensili, settimanali, giornalieri, orari) e possibilmente riferiti a più anni, così da controllare se si possono identificare trend di diminuzione o aumento dei consumi. Nel caso fossero disponibili solo dati annuali, si può cercare di ricostruire i consumi mensili e gli andamenti per settimane tipo, una per stagione o una al mese. Se l'utenza è in costruzione o è sottoposta a importanti interventi, si dovranno ipotizzare i consumi elettrici e termici in base alle caratteristiche dell'edificio, degli impianti dell'utilizzo, etc. Va sottolineato che prima di prendere in considerazione un impianto di cogenerazione è sempre opportuno provvedere a un piano di efficientamento energetico dell'utente finale, in modo da ridurre al minimo il carico termico.

Avere o ricostruire l'andamento orario della richiesta su settimane tipo è utile per capire quanto la macchina può funzionare a pieno carico, quanto parzializzata o procedendo con cicli accendi spegni.

Il venditore di energia elettrica può fornire, su richiesta del cliente allacciato in trifase, i prelievi ogni quarto d'ora in formato elettronico. Le macchine cogenerative ad alto rendimento oggetto di questo studio possono usufruire dello scambio sul posto, quindi l'andamento dei consumi elettrici al quarto d'ora può essere utile per capire meglio l'utenza e per affinare in un secondo momento l'analisi, ma non è indispensabile per un primo dimensionamento.

Una volta ricostruito il fabbisogno termico ed elettrico, se si riesce ad arrivare a conoscere o stimare il fabbisogno orario, si può procedere con la costruzione di una curva di durata termica (**Figura 43**) e una curva di durata elettrica, semplicemente mettendo in ordine decrescente i consumi orari che saranno le ascisse e creando un'ordinata che parte da 1 e a incrementi unitari arriva a 8.760.

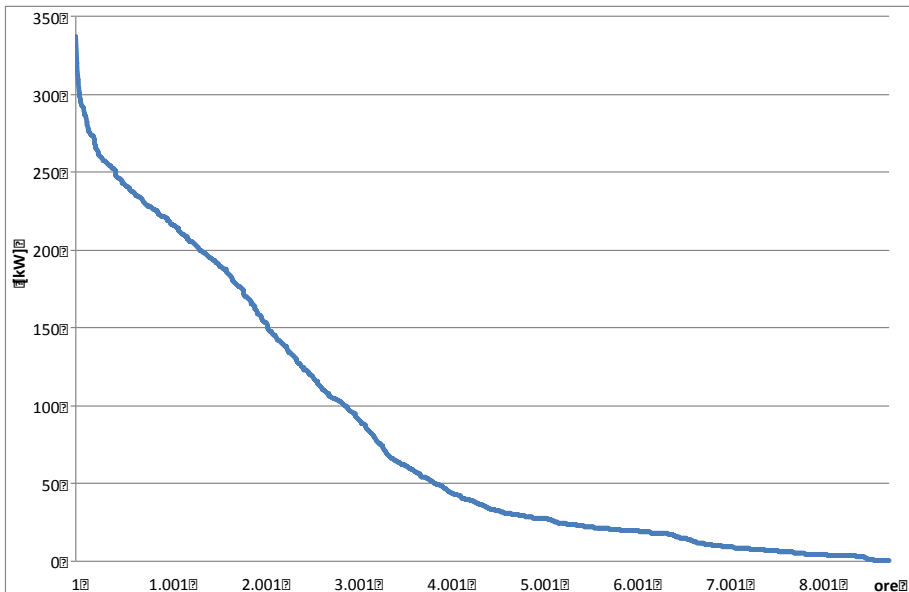


Figura 43 Curva di durata del carico termico

Una volta ottenuto il diagramma di durata, considerando le taglie e le capacità di funzionare a regime parzializzato dei cogeneratori presenti sul mercato si può vedere quante ore in un anno può funzionare la macchina. A solo titolo esemplificativo nella **Figura 44** la curva di durata termica è stata disegnata in modo semplificato con due segmenti ed è stato aggiunto un segmento orizzontale che rappresenta la potenza termica di 65 kW che interseca la curva di durata a 2.450 ore. Se il cogeneratore può modulare fino al 50% della potenza termica, potrà lavorare fino a circa 3.400 ore, ovvero 950 ore a una potenza media del 75% ovvero circa 700 ore equivalenti. Quindi un cogeneratore da 65 kW di potenza termica potrà lavorare 3.150 ore equivalenti.

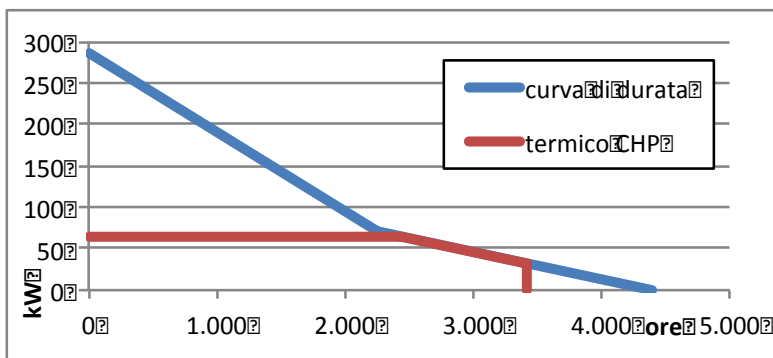


Figura 44 Esempio di calcolo grafico delle ore di lavoro del cogeneratore su una curva di durata termica stilizzata.

Lo stesso procedimento andrebbe ripetuta sulla curva elettrica, controllando che non dia un numero di ore sensibilmente inferiore. Sfruttando però lo scambio sul posto ci si può limitare a controllare che la produzione elettrica totale annuale non superi i consumi storici o i consumi previsti.

Alla curva di durata si possono sostituire approcci basati sulle ore medie di funzionamento in settimane tipo, o le ore per ogni settimana, ricostruendo così le ore di funzionamento annuali.

Se è disponibile un andamento reale o realistico degli assorbimenti elettrici e termici delle settimane tipo (e.g. inverno, estate, mezza stagione) o dei giorni tipo (e.g. lunedì-venerdì, sabato e domenica), o etc. Si possono valutare il numero di spegnimenti giornalieri e per valutare se si possa eventualmente non utilizzare lo scambio sul posto, considerando le contemporaneità di assorbimento termico ed elettrico.

La disponibilità delle bollette permette di ricostruire i prezzi unitari medi dell'energia elettrica e del gas naturale dell'utenza. A seconda delle dimensioni e della tipologia di utenza, i contratti in essere potrebbero essere variati/rinegoziati, in vista di un maggiore utilizzo dei combustibili e minore dell'elettricità.

Se l'utenza utilizza gas naturale, analizzare le bollette serve anche a capire l'accisa applicata, quindi i vantaggi derivanti dal passaggio di fiscalità del gas utilizzato dal cogeneratore. Questo punto non è da sottovalutare, perché un impianto con tempi di ritorno interessanti in ambito civile, potrebbe rivelarsi non tanto o per nulla conveniente se l'accisa dell'utente si rivelasse essere industriale. Vale quindi anche la pena di controllare se l'utenza possa o meno rientrare nelle categorie che possono usufruire dell'accisa industriale e magari non lo abbia mai richiesto; questo per evitare sorprese a impianto costruito.

L'utenza non deve essere presa come una scatola nera che assorbe determinati quantitativi di energia elettrica e termica, ma visti gli investimenti richiesti per l'installazione di un impianto cogenerativo, va anche valutato almeno in linea di massima l'attuale stato degli edifici e degli impianti. Si devono considerare i possibili interventi efficienti lato domanda, con particolare attenzione a quelli con tempi di ritorno brevi, che quindi potrebbero essere più facilmente realizzati, o di installazione di fonti rinnovabili. Tali interventi infatti possano influire sul fabbisogno termico ed elettrico dell'utenza e se realizzati in un secondo momento, ridurre le ore di funzionamento del cogeneratore, aumentandone il tempo di ritorno.

Similmente vanno verificate possibili/prevedibili variazioni future dell'utilizzo dell'utenza (es. variazioni di orario, affluenza, etc.), che potrebbero, in un futuro più o meno vicino, rendere il cogeneratore sovradimensionato.

Una volta scelta la macchina e ottenute le ore equivalenti di funzionamento all'anno, si procede a valutare costi e ricavi di un'ora di funzionamento del cogeneratore. Nel caso in cui la macchina possa funzionare a regime parzializzato e che in parzializzazioni varino in modo apprezzabile i rendimenti elettrico o termico o i costi di manutenzione orari si valuteranno i costi e i ricavi in una o più configurazioni parzializzate.

Le voci di cui tenere conto sono:

- costo del gas naturale con il passaggio di accisa;
- costo della manutenzione;
- valorizzazione dei kWh termici generati, che dipendono dall'impianto termico esistente, dal costo del combustibile (compresa l'accisa, se applicabile);

- valorizzazione dei kWh elettrici generati (autoconsumo/scambio sul posto, ritiro dedicato, vendita o una media pesata dei precedenti);
- incentivi (da considerare solo per gli anni in cui vengono riconosciuti).

Sommando le entrate e sottraendo le uscite si ottiene il vantaggio economico di far funzionare il cogeneratore un'ora. Moltiplicandolo per il numero di ore equivalenti (o sommando i prodotti dei diversi risultati orari ottenuti per macchine funzionanti in regime parzializzato, moltiplicati per le ore di funzionamento ai rispettivi regimi parzializzati) si ottiene il flusso di cassa annuale.

Noto il costo del denaro per l'utenza in esame e l'investimento necessario a installare la macchina si può così calcolare il tempo di ritorno attualizzato con la seguente formula:

$$TRA[anni] = \log_{(1+i)} \frac{FC}{FC - I_0 i} = \frac{\log \frac{FC}{FC - I_0 i}}{\log(1+i)}$$

In cui FC è il flusso di cassa annuale, I₀ l'investimento e i è il tasso di sconto

Si possono rifare i calcoli considerando altri cogeneratori di caratteristiche simili.

I risultati sono di solito molto sensibili alla valorizzazione dell'energia elettrica, oltre che come già accennato all'accisa.

B. Altre valutazioni

Una volta individuata la soluzione con il tempo di ritorno più breve, compatibile con le eventuali altre condizioni al contorno, si può procedere a una valutazione più accurata, considerando anche la fattibilità pratica, ovvero spazi, vincoli strutturali e normativi, emissioni acustiche, vibrazioni, etc., aggiungendo o separando le varie voci di costi diretti e indiretti che in prima approssimazione sono state trascurate o accorpate (es. pratiche autorizzative, pratiche dogane, costi e adempimenti officina elettrica, costi ritiro dedicato, costi scambio sul posto, adempimenti incentivi, costi conduzione, etc.).

Si vuole di seguito aggiungere alcuni caveat, provenienti da una casistica più ampia di quella osservata in questo studio:

- Le problematiche legate al rumore e per i motori alternativi alle vibrazioni vanno accuratamente valutate in fase progettuale. In tale fase può essere lungimirante riservarsi spazi, compatibilmente con gli altri vincoli, per poter modifica/aggiungere silenziatori, etc. in caso di possibili future restrizioni. Una volta realizzato l'impianto aumentare lo smorzamento acustico e vibrazione può rivelarsi complesso e costoso e richiedere fermate dell'impianto;
- Le autorizzazioni possono riservare inaspettate varianti locali (dalle emissioni sonore a quelle inquinanti agli adempimenti delle Dogane, etc.);

- I costi di manutenzione vanno studiati con attenzione. Controllare che siano compresi tutti i componenti, anche quelli componenti opzionali (e.g. compressore del gas naturale nelle turbine montate su reti a bassa pressione);
- Controllare che nei preventivi siano presenti tutti i componenti. Soprattutto su macchine piccole la stazione di misura, l'interfaccia di rete e il trasporto hanno un peso non trascurabile;
- Se le temperature di lavoro richieste allo scambiatore sono vicine ai limiti dichiarati dal costruttore, valutare attentamente la possibilità di installare uno scambiatore ad hoc.
- Le rinnovabili piacciono molto ai clienti, spesso hanno tempi di ritorno interessanti per gli incentivi, ma l'abbinamento con la cogenerazione, se non ben ponderato, rischia di limitare la convenienza di entrambi.

Procedendo verso una valutazione più dettagliata, si deve considerare l'opportunità/necessità di un accumulo termico, di solito presente per la produzione di acqua calda sanitaria. Gli accumuli servono a regolarizzare il funzionamento della macchina, quindi possono essere dimensionati meno abbondantemente se la macchina ha la capacità di lavorare a regime.

Le macchine modulanti hanno il vantaggio dell'alto rendimento elettrico anche a regime parzializzato. Mentre tutte le turbine sono dotate di inverter, i motori a combustione interna possono essere modulanti o meno. I motori a combustione interna senza inverter possono modulare fino a circa il 50%, mentre quelli dotati di inverter hanno possibilità più modulazione più estese.

Alcune delle macchine cogenerative dotate di inverter possono anche funzionare a isola, ovvero in assenza di rete, diventando così dei gruppi di continuità, dissipando calore o lavorando fino a quando c'è richiesta di energia termica.

Le turbine non hanno bisogno di un dissipatore, in quanto sono dotate di un deviatore che in caso di necessità indirizza i gas di scarico direttamente al camino senza farli transitare per lo scambiatore di calore. Le altre macchine oggetto di questo studio di solito non sono dotate di dissipatore di calore, in quanto non richiesto nelle usuali condizioni di utilizzo delle applicazioni in ambito civile. Se si pensa di dover utilizzare la macchina come gruppo di continuità è d'obbligo considerare il dissipatore. Si ricorda comunque che macchine alimentate a gas naturale non possono fornire le stesse garanzie dei gruppi elettrogeni diesel, in quanto dopo alcune ore di black-out la pressione della rete del gas potrebbe scendere a livelli troppo bassi.

Un sistema di automazione/controllo è una presenza ormai fissa nelle centrali termiche e cogenerative di una certa dimensione. Un po' perché ha dimostrato la sua utilità, almeno in certi frangenti, un po' perché ha ormai costi accessibili e anche perché ormai è diventato, almeno di nome, qualcosa di familiare per gli utenti. Può essere utilizzato anche a distanza per ricevere allarmi tempestivamente in caso di criticità, controllare periodicamente di corretto funzionamento di diversi componenti della centrale termica, ottenere i dati del calore e dell'energia elettrica forniti per

la fatturazione al cliente, etc. Dato il basso costo dei sensori per acquisire gli impulsi dei contatori elettronici e la possibilità di leggere anche quelli analogici non predisposti, può valere la pena avere sotto controllo tutta la situazione, così da poter controllare le evoluzioni dei consumi, creare indici, poter ricostruire più facilmente dati mancanti, accorgersi di eventuali errori di fatturazioni dei venditori dei vettori energetici entranti in centrale termica, etc.

Nel caso di sistemi con più impianti che forniscono l'energia termica (e.g. caldaia, cogeneratore, pompa di calore), bisognerebbe valutare se richiedere da subito la possibilità di inserire (e modificare con semplicità) i prezzi dei vari vettori energetici negli algoritmi di controllo, così da poter ottimizzare economicamente le priorità di chiamata in servizio dei diversi sistemi e non rimanere ancorati alle priorità scelte al momento di installazione del sistema.

Nelle macchine di taglia più piccola sono già incorporati sistemi meno espandibili, che sono comunque in grado di fornire anche in modo automatico ai centri assistenza le informazioni necessarie. Di solito queste macchine sono installate presso singoli utenti che potrebbero essere interessati a far arrivare alcuni segnali ai sistemi di building automation eventualmente presenti nel loro edificio.

In prospettiva smart grid, ovvero di partecipazione alla attiva alla produzione o al controllo della domanda elettrica attraverso segnali di prezzo, alcune delle scelte progettuali potrebbero avere un peso diverso da quello che viene attualmente considerato. Per esempio:

- Una macchina dotata di maggior capacità di regolazione della produzione elettrica, potrebbe riuscire a seguire il carico elettrico dell'utenza in modo da non immettere energia in rete.
- Un accumulo termico maggiormente dimensionato può consentire di generare elettricità con un maggior sfasamento rispetto al momento di richiesta dell'energia termica.
- La presenza di un dissipatore di calore, oltre a permettere alle macchine predisposte il funzionamento a isola per un tempo prolungato, potrebbe consentire di produrre energia elettrica anche quando non vi sia necessità di energia termica (es. accumuli termici già pieni). Ovviamente dissipando calore la macchina avrebbe un rendimento molto basso, ma prevedibilmente funzionerebbe in tali condizioni un numero limitato di ore all'anno.

Le tipiche applicazioni di integrazione a un impianto di riscaldamento e acqua calda sanitaria, Integrazione a un impianto di produzione di acqua calda sanitaria centralizzato e integrazione a un impianto di riscaldamento con pompe di calore elettriche sono già state discusse nei capitoli precedenti. L'accoppiamento con un assorbitore e con macchine elettriche a compressione per fornire acqua refrigerata è una soluzione interessante, ma oltre alla complessità impiantistica e gestionale, soprattutto in riferimento alla microcogenerazione i prezzi specifici di cogeneratori e assorbitori, elevati rispetto alle macchine di taglie maggiori, ne limitano la convenienza economica.

C. Diffusione dei cogeneratori

La cogenerazione nel settore civile si può rivelare una scelta vantaggiosa dal punto di vista economico e di impatto ambientale, ma attualmente la sua diffusione, nonostante il ritorno di interesse che c'è stato dopo il 2000 non ha ancora raggiunto i risultati sperati e stenta soprattutto nelle micro.

I mercati di riferimento per macchine oggetto di questo studio sono da una parte il residenziale con i 29 milioni di abitazioni dal censimento ISTAT 2011, soprattutto in riferimento a condomini con riscaldamento, acqua calda sanitaria ed eventualmente condizionamento centralizzati e a grosse abitazioni monofamiliari con rilevanti fabbisogni di acqua calda sanitaria e/o piscina. Dall'altra il settore terziario e commerciale che ha una domanda crescente di elettricità.

Le macchine più piccole hanno elevati costi di installazione, non solo per il prezzo della macchina, ma anche per l'integrazione nell'impianto esistente, le pratiche autorizzative, fiscali, etc. Sono richieste almeno 3.000 ore equivalenti all'anno di funzionamento per un cliente con accisa civile e deve essere garantito l'autoconsumo di buona parte dell'energia elettrica prodotta, condizione non semplice soprattutto nei condomini e nei centri commerciali, dove l'energia elettrica può essere utilizzata solo per le utenze comuni. Queste condizioni limitano la taglia del cogeneratore, che rischia di avere un contributo marginale sui consumi totali e quindi perdere di interesse per il potenziale cliente.

Dall'altra parte c'è il potenziale di macchine piccole, producibili e installabili in grande serie, con economie di scala, come dimostrano i risultati commerciali, soprattutto in Germania.

In Italia il prezzo di acquisto e le complicazioni burocratiche per l'installazione e la gestione, che nonostante qualche tentativo di semplificazione risultano ancora elevate, scoraggiano i piccoli utenti.

La soluzione è quella di un servizio tutto compreso, con una ESCO che offra il servizio calore ai singoli utenti o ai condomini, con l'installazione di un impianto cogenerativo opportunamente dimensionato, integrato nell'impianto esistente e in ultimo ma non meno importante, pagato in parte dall'utente per garantirne l'interessamento. In questo modo l'utente deve sopportare solo una parte limitata del costo iniziale di investimento, che copre i costi di installazione, non altrimenti recuperabili in caso si decida di rescindere il contratto e la ESCO si riprenda il cogeneratore per installarlo altrove.

La ESCO curerebbe tutte le pratiche autorizzative, fiscali, e gestionali e svolgerebbe anche il ruolo di terzo responsabile, si intesterebbe il contratto di fornitura del gas naturale e potrebbe fatturare il calore alle utenze domestiche con IVA 10%, almeno per la quota proveniente da cogenerazione ad alto rendimento o da fonte rinnovabile. La ESCO oltre all'ottimizzazione del contratto di fornitura per il gas naturale che si è intestato, in un futuro non lontano potrebbe gestire attivamente il cogeneratore, magari coinvolgendo l'utente nei benefici per fargli accettare eventuali cambiamenti comportamentali (e.g. sconto per chi tiene i termostati a temperatura costante, permettendo di

avere maggior elasticità negli orari di accensione del cogeneratore, al posto di impostare orari di accensione e spegnimento).

Una più capillare diffusione degli impianti sul territorio consentirebbe alla ESCO ridurre i costi per seguire le pratiche autorizzative, i costi del personale presente sul territorio per la gestione e la manutenzione. Inoltre avendo la gestione di una pluralità di impianti ha la possibilità di spuntare migliori condizioni di fornitura per il gas naturale, di poter valorizzare meglio le eventuali sovrapproduzioni o in prospettiva futura, di poter gestire numerosi impianti in modo coordinato, almeno per brevi periodi consentiti dagli accumuli termici e dall'andamento della domanda termica dell'utenza.

La soluzione per utenze di dimensioni maggiori potrebbe essere quella di affiancare al cogeneratore una pompa di calore aria/acqua ad azionamento elettrico, dimensionata per assorbire le eccedenze di produzione su base annua. La pompa di calore ad aria potrebbe funzionare soprattutto a inizio e fine stagione con elevati COP soprattutto se l'edificio è dotato di impianto di emissione a superfici radianti, evitando frequenti cicli accensione spegnimento del cogeneratore e ottimizzerebbe la valorizzazione dell'energia elettrica generata. In ottica di partecipazione attiva al mercato elettrico, l'impianto potrebbe diventare produttore, neutro (a seconda delle capacità di regolazione del cogeneratore) o consumatore di energia.

Il dimensionamento della pompa di calore può variare a seconda della fonte fredda utilizzata (aria, terreno, acqua di falda, etc.), della necessità di fornire anche l'acqua calda sanitaria e il condizionamento estivo. L'abbinamento pompa di calore e cogeneratore sembra essere interessante soprattutto su edifici con classi energetiche non elevatissime, perché altrimenti, se non vi sono altri vincoli (e.g. limitata disponibilità di potenza elettrica, etc.), la pompa di calore soprattutto se scambia con il terreno o con le acque sembra un concorrente ostico dal punto di vista economico e delle emissioni.

In applicazioni destinate al terziario e commercio, dove c'è anche richiesta di acqua refrigerata per la deumidificazione, la conservazione degli alimenti e altri impieghi, si perde il vantaggio dell'IVA al 10% per il servizio calore e spesso anche la fiscalità civile (e.g. distribuzione commerciale o laddove si possa ravvisare l'attività industriale). In compenso però le utenze hanno fabbisogni di caldo e di freddo per un elevato numero di ore. Uscendo dalla microcogenerazione l'abbinamento con assorbitori e macchine elettriche a compressione diventa economicamente più interessante. Un impianto di trigenerazione è complesso e difficilmente verrebbe gestito direttamente dal cliente. Il cliente ha il vantaggio di non doversi preoccupare, è sicuro che le cose funzioneranno, perché paga la ESCO in base al servizio fornito e non deve reperire il capitale per l'investimento o lo deve fare solo in minima parte.

In prospettiva di partecipazione attiva al mercato, un impianto di trigenerazione con macchine elettriche a compressione, magari anche dotato di accumuli, può offrire un'alta flessibilità gestionale in ogni periodo dell'anno.

CONCLUSIONI

Dall'analisi dei cinque diversi impianti di microgenerazione per i quali sono stati reperiti dati strumentali delle prestazioni in esercizio si possono trarre conclusioni di validità generale. Gli impianti realizzati nelle piscine hanno potuto usufruire dell'esperienza passata, ormai trentennale, con più di cento impianti in funzione; queste applicazioni oggi sono in grado di utilizzare le liberalizzazioni avvenute per lo scambio sul posto e per i SEU, sistemi efficienti di utenza. Le applicazioni nel settore residenziale stanno muovendo i primi passi e quindi scontano le difficoltà tipiche di una tecnologia che entra in un nuovo settore di utenza, in cui attualmente è possibile utilizzare l'energia elettrica solo per i consumi comuni.

La prima evidenza è che l'ottenimento di un elevato fattore di carico degli impianti richiede una stretta collaborazione fra la ESCO e l'utente. Una collaborazione che deve nascere all'atto del dimensionamento e del progetto dell'impianto, in modo da garantire un funzionamento in condizioni ottimali e il massimo numero di ore di esercizio, e deve poi proseguire per assicurare la migliore gestione e validare l'impianto, che può fornire utili indicazioni alla ESCO per le realizzazioni successive. La ESCO deve inoltre aiutare l'utente finale a evitare possibili problemi di rumorosità e vibrazioni, che possono portare a un funzionamento forzato a ore ridotte o alla necessità di investimenti aggiuntivi con relativi fermi impianto. Il cliente affronta una scelta importante e la sua soddisfazione, che non può che passare da un full service di qualità e dal rispetto delle condizioni contrattuali, è importante in questa fase iniziale del mercato per favorire la diffusione per passaparola. Per garantire i migliori risultati può essere necessario prevedere tempi più lunghi per i contratti, con bonus da subito per l'utente, mantenendo un margine per superare le difficoltà che possono nascere nell'esercizio.

La seconda evidenza è che siamo ad applicazioni prototipali, non tanto per i motori, quanto per il loro inserimento nel mercato nazionale e i conseguenti aggiustamenti relativi al package, al collegamento con le utenze e alla regolazione e gestione delle macchine. Non esiste ancora una banca dati affidabile sulle tipologie, potenze, produzioni e durata dei vari impieghi della microgenerazione nel settore residenziale e del terziario, sulla quale basare un progetto di intervento che preveda risposte organiche ed organizzate alle più prevedibili difficoltà che può incontrare la diffusione di una nuova soluzione tecnologica che preveda di affrontare in modo integrato attività prima disgiunte. Le varie ESCo che affrontano questi rischi dovrebbero trovare il modo di mettere a fattor comune le esperienze che stanno acquisendo e le lezioni che imparano dai problemi e dagli eventuali fallimenti: infatti se la tecnologia supera le barriere la penetrazione nel mercato potrebbe accelerare nonostante la crisi, altrimenti il rischio è di rallentamenti che potrebbero rivelarsi fatali lasciando spazio ai potenziali concorrenti (caldaie a condensazione, pompe di calore, caldaie a biomasse).

La terza evidenza è che per ridurre i costi d'installazione della microgenerazione occorre che gli ausiliari, dai compressori del metano ai silenziatori dagli scarichi, agli smorzatori di vibrazioni dei

tubi, alle protezioni antincendio, siano inglobati nel sistema dal fornitore iniziale, che l'installatore possa sceglierli da catalogo e premontarli. Questo sviluppo è difficile se il produttore del cogeneratore è lontano e non ha interessi vitali nel nostro mercato finché i numeri delle installazioni rimangono bassi. Il tema del rumore, dalle vibrazioni a bassa frequenza fino ai fischi ad alta frequenza, appare come quello più importante e più difficile da affrontare, richiede la raccolta di molti casi di studio, la disponibilità di stazioni di prova, la preparazione di guide e la selezione di buone pratiche da diffondere.

In base a queste considerazioni sembrerebbe prioritario che, nell'ambito delle attività della Ricerca del sistema elettrico o della promozione delle smart grid o della promozione dei TEE, gli Enti di Ricerca avviino attività capillari di monitoraggio delle applicazioni, sviluppino metodi a basso costo di acquisizione di dati, preparino linee guida alla progettazione ed alla gestione ed altre attività finalizzate a valorizzare i risultati e le lezioni di questi primi interventi, portati avanti con molto coraggio ma in forma molto dispersa, col rischio che i risultati delle singole esperienze non vengano strutturati in una conoscenza condivisa.

Sarebbe molto utile per la microgenerazione un programma di incentivazione per progetti pilota, che copra le spese per installare sistemi di monitoraggio e sperimentare sistemi di riduzione del rumore e delle vibrazioni. Il D.M. 3 novembre 2004 avrebbe dovuto rispondere proprio a questa esigenza, ma non è mai stato attuato.

Per favorire lo sviluppo della microgenerazione sarebbe utile una semplificazione di alcune delle regole sulle autorizzazioni e la burocrazia legata alla gestione, visto che certi adempimenti hanno un costo alto in termini relativi, soprattutto considerando i motori di taglia più piccola.

Un'innovazione regolatoria interessante, specie per il residenziale, sarebbe la definizione di sistemi di produzione e consumo complessi caratterizzati dalla presenza di più utenti sottesi al medesimo punto di connessione (reti 1-n), che consentirebbe di promuovere al meglio la diffusione di applicazioni di generazione distribuita correttamente dimensionate nel settore residenziale e in particolare nei condomini.

RINGRAZIAMENTI

Si ringraziano per l'attiva collaborazione, senza la quale non sarebbe stato possibile realizzare questo rapporto:

Siram per il collegio di Milano, Heat and Power per il condominio di Milano, Alba Energia per il condominio di Alba, Ecogena per le piscine di Roma, Geetit per le piscine di Bologna, e tutti gli utenti che sono stati disponibili per fornirci dati, farci visitare gli impianti e rispondere alle nostre domande.

BIBLIOGRAFIA

- [14] Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati, I. Bottio, N. M. Caminiti, F. Gangale, M. Stefanoni, T. Magnelli, 2008, ENEA
- [15] Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, anni 1999-2010, Terna
- [16] Rapporto di attività, 2010, GSE
- [17] Produttori industriali di energia elettrica in Italia, 1999, Unapace
- [18] Comunicazioni personali TCCVV
- [19] Micro-CHP Japan Continues to lead as fuel cell units emerges, S. Dwyer, COSPP May-June 2012
- [20] Promozione delle tecnologie elettriche innovative negli usi finali, AA.VV., Report RSE/2009/20
- [21] Calore ed elettricità per il riscaldamento degli edifici, AA. VV. FIRE, 2005
- [22] 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC, 2006
- [23] Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂, ISPRA, 2011 e file di aggiornamento
- [24] Externalities in Decentralised vs. Centralised Energy Services Supply, G. Tomassetti, D. Forni, Needs conference, Ljubljana, March 8, 2007
- [25] Analisi del potenziale della microgenerazione in Italia, D. Di Santo, M. Pece, G. Tomassetti, studio FIRE, 2008

ALLEGATI

All. 1 - Rendimenti di riferimento per la generazione separata elettrica e termica per il calcolo del PES

		Rendimento elettrico di riferimento											Rendimento termico	
		Anno di costruzione:												
		≤1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011		
Combustibile														
solido	Carbone fossile/coke	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	88	80
	Lignite/mattonelle di lignite	37,3	38,1	38,8	39,4	39,9	40,3	40,7	41,1	41,4	41,6	41,8	86	78
	Torba/mattonelle di torba	36,5	36,9	37,2	37,5	37,8	38,1	38,4	38,6	38,8	38,9	39,0	86	78
	Combustibili a base di legno	25,0	26,3	27,5	28,5	29,6	30,4	31,1	31,7	32,2	32,6	33,0	86	78
	Biomasse di origine agricola	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0	80	72
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0	80	72
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0	80	72
	Scisti bituminosi	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	39,0	86	78
liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	89	81
	Biocarburanti	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	89	81
	Rifiuti biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0	80	72
	Rifiuti non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0	80	72
gassoso	Gas naturale	50,0	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	89	81
	Biogas	36,7	37,5	38,3	39,0	39,6	40,1	40,6	41,0	41,4	41,7	42,0	70	62
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	80	72

All. 2 – Fattori di correzione per il calcolo del PES

Fattori di correzione per le condizioni climatiche medie

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta; Trentino-Alto Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Veneto; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Marche; Molise; Toscana	11,315	0,369
Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	0,104

Fattori di correzione per le perdite evitate sulla rete

Tensione di collegamento alla rete elettrica:	Per l'energia elettrica esportata verso la rete	Per l'energia elettrica consumata in loco
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,86

APPENDICE

Esperienza del gruppo di Ricerca

La FIRE è un'associazione tecnico-scientifica senza finalità di lucro con lo scopo di promuovere l'uso razionale dell'energia. La rete di energy manager costituita dalla FIRE nel 1992 in base ad una convenzione con il Ministero dello Sviluppo Economico, unitamente alla rete dei soci, rappresenta un punto di vista privilegiato ed unico nel panorama nazionale sulle esigenze del target d'utenza identificato. Fra i soci della FIRE compaiono consumatori finali di media e grande dimensione, privati e pubblici, energy manager e professionisti, produttori e distributori di energia, produttori di tecnologie per l'efficienza energetica e le rinnovabili, università e centri di ricerca. La FIRE collabora attivamente con le associazioni delle ESCo Ageci e Assoesco, sia per la predisposizione di proposte migliorative del quadro legislativo, sia per ricerche, indagini di mercato e attività formative. La Federazione partecipa inoltre attivamente alle attività nazionali e comunitarie relative alla qualificazione e certificazione delle competenze, essendo coinvolta nei relativi tavoli di lavoro Cen-Cenelec e Uni Cei Cti (sistemi di gestione energia, esperti in gestione dell'energia, energy management, ESCo), oltre a quelli istituzionali presso le commissioni parlamentari, i ministeri competenti, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.