



FEDERAZIONE ITALIANA
PER L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA

ISSN 1972-697X

2/2011

FOCUS Cogenerazione

gestione energia

periodico di informazione tecnica per gli energy manager

GRUPPO ITALIA ENERGIA srl - Via Pieve 7 - 00187 Roma (RM) - N. 2/ 2011 - Anno XII - Trimestrale - In caso di mancato receipto inviare a Milano Roserio per la restituzione al mittente previo pagamento resi

è un prodotto
editoriale

 **Gruppo
italiaenergia®**

www.gruppoitaliaenergia.it

Un solo TEAM per l'efficienza energetica



COGENPOWER S.p.A.
10071 - Borgaro T.se (TO) - Via Cadorna, 11/B 5
Tel. 011 450 14 66 - Fax 011 470 19 79
e-mail: info@cogenpower.it - www.cogenpower.it





gestione energia

periodico di informazione tecnica per gli energy manager

2/2011

Direttore responsabile

Paolo De Pascali

Comitato scientifico

Ugo Bilardo, Cesare Boffa, Dario Chello, Sergio Garribba,
Ugo Farinelli, Sergio Ferrari, Giovanni Lelli

Comitato tecnico

Walter Cariani, Francesco Ciampa, Paolo De Pascali,
Mario de Renzio, Dario Di Santo, Wen Guo, Giuseppe Tomassetti

Redazione

Micaela Ancora, Antonella Ricci

Direzione FIRE

via Flaminia, 441 - 00196 Roma
tel. 06 36002543 - fax 06 36002544
isnova.fire@isnova.it

Redazione FIRE

via Anguillarese, 301 - 00123 S. Maria di Galeria (RM)
tel. 06 30484059 - 30483626 - fax 06 30484447
GestioneEnergia@fire-italia.org
ancora@fire-italia.org
www.fire-italia.org



Via Piave, 7 - 00187 Roma
www.gruppoitaliaenergia.it

Direttore Editoriale

Emanuele Martinelli

Pubblicità e Comunicazione

Armando Claudi
Tel. 335 1571179
a.claudi@gruppoitaliaenergia.it

Cettina Siracusa
Tel. 340 6743898
c.siracusa@gruppoitaliaenergia.it

Responsabile Produzione

Antonella Ricci
Tel. 348 7614836
a.ricci@gruppoitaliaenergia.it

Grafica e impaginazione

Image srl
Via di Valle loro 23 - 00060 Castelnuovo di Porto (RM)
Tel. 335 8420851 - image.francesca@libero.it

Rivista trimestrale

Anno XII - N. 2/2011 - Giugno
Registrazione presso il Tribunale di Asti N° 1 del 20.01.2000
Abbonamento annuale: Italia Euro 27,00 Estero Euro 54,00
Costo copia: Euro 7,00 - Copie arretrate: Euro 14,00 cad.

Stampa

TEP Arti Grafiche srl
Strada di Cortemaggiore, 50 - 29100 Piacenza (PC)
Tel. 0523 5049918 - Fax 0523 516045
info@tepartigrafiche.it

Foto cover: a cura di Daniele Forni

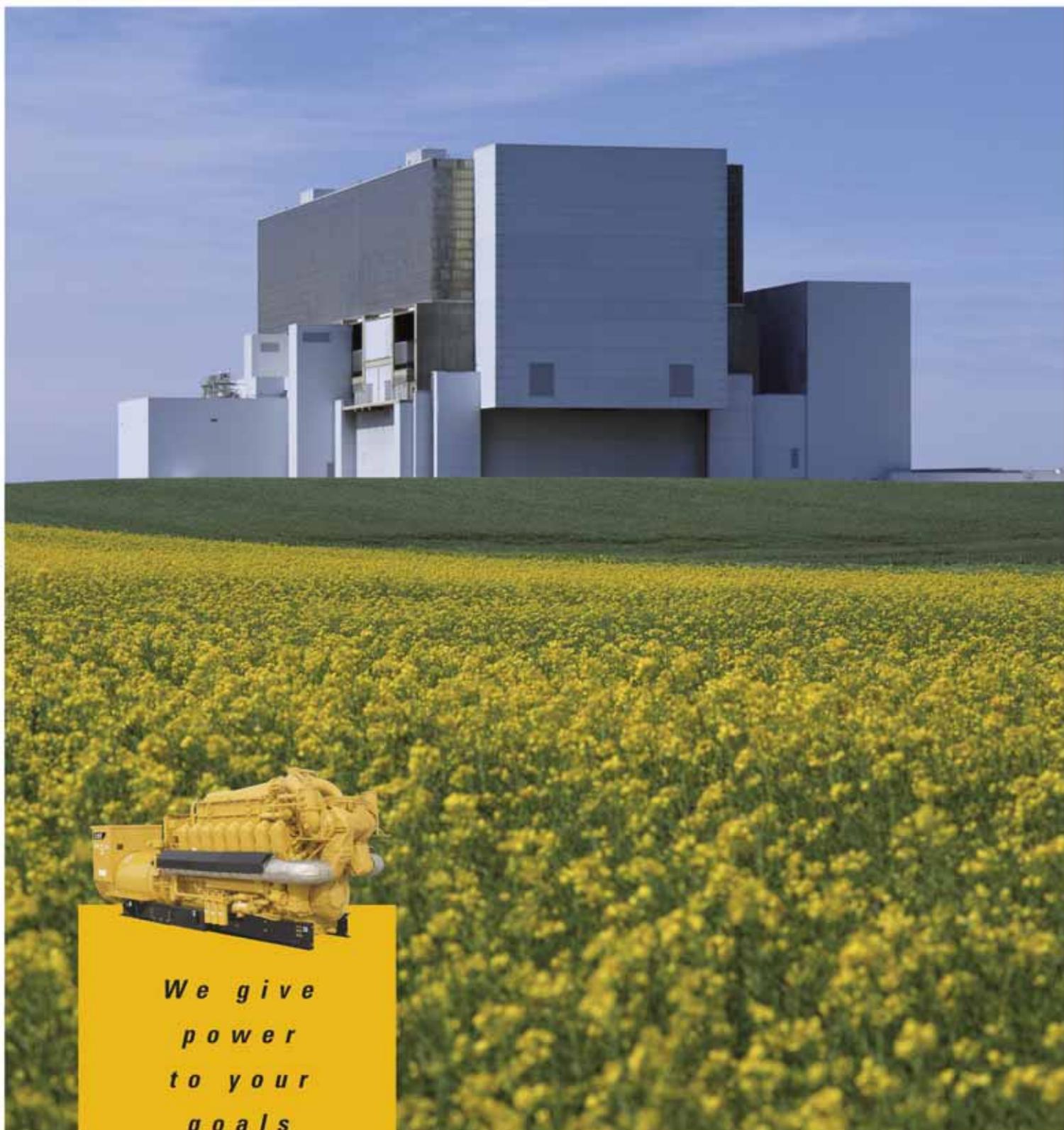
Manoscritti, fotografie e disegni non richiesti, anche se non pubblicati, non vengono restituiti.
Le opinioni e i giudizi pubblicati impegnano esclusivamente gli autori. Tutti i diritti sono riservati.
È vietata ogni riproduzione senza permesso scritto dell'Editore.

www.gruppoitaliaenergia.it
www.fire-italia.org

GESTIONE ENERGIA è un'iniziativa editoriale maturata negli anni novanta all'interno dell'OPET (Organisations for the Promotion of Energy Technologies), rete delle organizzazioni interessate alla diffusione dell'efficienza energetica nei paesi della Comunità Europea allargata, promossa dalla Commissione Europea. La rivista si è avvalsa quindi fin dall'inizio dei contributi ENEA, ISNOVA e FIRE e del supporto di Gruppo Italia Energia. Dal 2005 Gestione Energia diventa organo ufficiale di comunicazione della FIRE. Indirizzata principalmente alle figure professionali che operano nel campo della gestione dell'energia, quali i tecnici responsabili dell'uso razionale dell'energia, gli esperti in energy management, i professionisti ed i tecnici di aziende di servizi energetici, di energy utility, Gestione Energia si rivolge anche a produttori di tecnologie, università, organismi di ricerca e innovazione, grandi consumatori industriali e civili. Persegue una duplice finalità: da una parte intende essere uno strumento di informazione tecnica e tecnico-gestionale per le figure professionali suddette, dall'altra vuole contribuire al dibattito sui temi generali di politica tecnica che interessano attualmente il settore energetico nel quadro più complessivo delle politiche economiche ed ambientali. I contenuti della rivista sono ricercati e selezionati principalmente da FIRE, che ne cura direttamente la parte degli aggiornamenti informatici - istituzionali e assicura articoli sulle tematiche più rilevanti del momento, individuando in Gestione Energia uno dei canali privilegiati di comunicazione delle proprie posizioni ed iniziative nel settore dell'uso razionale dell'energia, con la collaborazione di ENEA, ISNOVA e GRUPPO ITALIA ENERGIA, nell'ambito dei campi di competenza di questi organismi e dei relativi programmi di attività.

FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) è nata per iniziativa ENEA nel 1988 ed è un'associazione tecnico-scientifica senza finalità di lucro per la promozione dell'uso razionale dell'energia e per la diffusione mirata dell'informazione di settore, in particolare a sostegno degli utenti finali. La FIRE offre ai suoi associati una serie di servizi di aggiornamento on-line e consulenza di prima guida per supportare le loro iniziative in campo energetico. Dal 1992 è incaricata ed opera in supporto al Ministero dello Sviluppo Economico per l'attuazione dell'art. 19 della legge 10 del 1991 concernente la figura del Responsabile dell'uso dell'energia, Energy manager, raccogliendone tra l'altro le nomine e gestendone la banca dati. Nel contesto del mercato liberalizzato, la FIRE rinnova il proprio impegno istituzionale e, grazie ai collegamenti con gli utenti può contribuire con efficacia anche alla messa a punto delle politiche di "demand side management". L'attività di comunicazione della Federazione legata alla rivista Gestione Energia si avvale della stretta collaborazione con GRUPPO ITALIA ENERGIA.

GRUPPO ITALIA ENERGIA, collabora con FIRE, ISNOVA ed ENEA da circa un decennio. È una realtà che dal 1979 opera nel settore dell'informazione in campo energetico e, con le sue pubblicazioni, rappresenta il "polo editoriale dell'energia" in Italia. Nel contesto di un mercato liberalizzato, con la sua attività mira a rinnovare e consolidare la funzione istituzionale di "Gestione Energia", rafforzando un prodotto realizzato per rispondere alle esigenze informative e formative degli energy manager riguardanti le opportunità d'impresa, gli incentivi, le normative, le tecnologie e le soluzioni finanziarie nei settori della generazione e dell'uso razionale dell'energia. L'attività di una redazione composta da autorevoli giornalisti ed esperti rende la rivista punto di riferimento per gli operatori di un settore, quello energetico, che gioca un ruolo di primaria importanza nell'economia nazionale.



*We give
power
to your
goals*

Forniamo gruppi di cogenerazione per tutte le utenze che necessitano di calore ed elettricità in maniera continuativa. Cogenerazione vuol dire produrre energia elettrica e termica ad alta efficienza con la riduzione dei costi fino al 30%, in un'unica soluzione impiantistica per l'industria, il terziario e il teleriscaldamento, nel massimo rispetto ambientale.

CGT S.p.A.
www.cgt.it

CGT

CAT



5

Smart city, Smart energy, Smart people

Paolo De Pascali

PRIMA
PAGINA

6

Efficienza energetica: strade e soluzioni per raggiungere gli obiettivi

Intervista di Micaela Ancora a Gianni Silvestrini, Direttore Scientifico Kyoto Club

Enermanagement
2011

8 Grande successo al primo workshop di Milano: al centro del dibattito tecnologie, incentivi e legislazione

Micaela Ancora

10 Green IT e centri di elaborazione dati

Davide Arcuri - IRCE

12 Fondi di investimento nel settore energetico

Vincenzo D'Elia - EMMEGI-AAP

14 Bolletta energetica: da costo a risorsa

Giovanni Campaniello, CEO - Gruppo Energia Plus

FORMAZIONE
& PROFESSIONE

16

Strumenti per supportare l'efficienza energetica nel settore dell'aria compressa

Luca Bicchierini Atlas Copco Italia - CT Division

TECNOLOGIE
& INIZIATIVE

20

Il Sistema FotoVolanico

Salvatore Conte, Sebastiano Acquaviva - Rienergia



22

FOCUS

Cogenerazione

22 Cogenerazione: una soluzione molto efficiente ma poco sostenuta

Dario Di Santo - FIRE

24 Lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento in Italia: la produzione del 2009

Liliana Fracassi, Gabriele Susanna - Direzione Ingegneria GSE, Gestore dei Servizi Energetici

28 Efficienza energetica. "Fare di più con meno là dove serve" per la liberalizzazione del mercato elettrico e la competitività del Sistema Italia

Carlo Belvedere, Segretario Generale Ascomac Cogena

32 Cogenerazione e Certificati Bianchi

Enrico Biele, Marco Bramucci - FIRE

36 Impiego di combustibile rinnovabile in cogenerazione

Giuseppe Dell'Olio - GSE, Gestore dei Servizi Energetici

40 L'applicazione della cogenerazione nel settore florovivaistico

Silvio Rudi Stella, Presidente Italcogen

44 Cogenerazione: esempi di applicazioni

Marco Sorelli Gruppo AB

MERCATO
& FINANZA

46

Valutazione costi-benefici per ridurre la conflittualità nello sviluppo delle rinnovabili

Andrea Molocchi, Responsabile Studi - Amici della Terra

POLITICHE,
PROGRAMMI,
NORMATIVE

50

Rinnovabili 2020: quali regole, quali incentivi

Giuseppe Tomassetti - FIRE



NEWS

52

News: Convegno "Rinnovabili 2.0": al centro del dibattito incentivi e ruolo delle FER

Dalle aziende: Atlas Copco ZH350+ • Siemens e Suntech stipulano un accordo quadro per pannelli fotovoltaici



RUBRICHE

54

Appuntamenti

Normativa. Delibere e comunicazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, del Ministero dello Sviluppo Economico e di altre istituzioni



56

Le risposte ai Soci

Nasce l'imprenditore illuminato.

La cogenerazione, tutta l'energia di una nuova specie.



ECOMAX® Cogenerazione industriale



Stabilimento produttivo

L'impresa che guarda al futuro con approccio strategico trova nella cogenerazione la soluzione ideale per ridurre significativamente i costi energetici aziendali e dare un concreto aiuto all'ambiente. Per questo la cogenerazione è la scelta evoluta che definisce l'imprenditoria "illuminata", quella che unisce efficienza ed ecosostenibilità, alla quale AB Energy si rivolge come partner propositivo e risolutivo. Il Gruppo AB, operativo da oltre 30 anni, è leader in Italia nella progettazione e realizzazione di impianti di cogenerazione da 100 a 10.000 kWe. La modularità, l'efficienza e l'affidabilità sono i punti di forza delle soluzioni ECOMAX® che AB propone sia per la cogenerazione destinata all'industria, sia per la valorizzazione energetica del biogas.

AB Energy Spa - Tel. 030 9400100 - www.gruppoab.it



AB Energy



Smart city, Smart energy, Smart people

Paolo De Pascali
Direttore Responsabile

Nel continuare la piccola indagine sulla fenomenologia dello smart dilagante cominciata qualche numero addietro, non posso non considerare la madre di tutti gli smart, che è la smart city.

Il carattere omnicomprensivo e la forte allusività positiva di tale terminologia, sebbene ancora non completamente chiara nel significato, sembrano renderla di grande appeal; tant'è che oramai è entrata in modo prorompente in ambito UE e, forse anche in virtù di questa legittimazione, viene largamente impiegata da svariati soggetti in molte iniziative ed interventi, spesso per indorare operazioni e produzioni che hanno poco di intelligente e molto di scaltro in termini di marketing.

Abbandono però immediatamente l'esplorazione di tale declinazione tendenziosa, perché in generale appare talmente manifesta che non stimola ad indagare oltre.

Vediamo invece di andare oltre, ma da un'altra parte, per cercare qualche altro indizio atto a definire la smart city rispetto a quella che smart non è, cioè la città attuale.

In tal senso, se chiedessimo ad un abitante dell'Aquila cosa intende per città intelligente, sicuramente la identificherebbe in prima istanza con una città a prova di terremoto. La stessa domanda sottoposta ad un portatore di handicap riceverebbe come risposta che tale città innanzitutto dovrebbe essere senza barriere architettoniche. Una giovane coppia indicherebbe una città con le case a prezzi accessibili a tutti. Non occorre poi molta fantasia per indovinare quale sarebbe la risposta di un cittadino di Napoli. E via di questo passo potrei andare avanti nel gioco per un bel pezzo ottenendo risposte indiscutibili e di buon senso, ma con la netta impressione però di non avanzare di molto nella comprensione del concetto.

Anzi, rimango perplesso nel constatare che le questioni suddette ed altre similari, nonostante la loro manifesta ed ovvia importanza nel caratterizzare la città intelligente come quella che innanzitutto risponde (o dovrebbe rispondere) ai bisogni primari di chi ci abita (sfido chiunque a contestare tale enunciato), vengano considerate, bene che vada, solo parzialmente e in forma indiretta nella già copiosa letteratura disponibile sulla smart city. Allora, dove sta il nodo? Sta nel fatto che continuo a cercare la città intelligente e non la smart city, che è altra cosa.

Da quello che ho capito il concetto di smart city, nell'indeterminatezza che lo caratterizza e che nessuno sembra per ora voler appianare, si fonda o comunque ricomprende una tensione trascendente sulla città, una sorta di anelito per una proiezione ottimale della stessa in un domani non vicinissimo e perciò anche poco pragmatica e con ampi gradi di indefinità; tant'è vero che la smart city viene spesso accompagnata dalla dizione di "visioni di futuro della città", che vorrebbe essere esplicativa ma risulta in realtà come giustificativa in quanto non si sa essere più precisi.

Ben venga l'utopia allora! Non sarà mai abbastanza in questa epoca molto appiattita sulla ricerca della concretezza materiale

e fattuale immediata, poco versata all'immaginazione e all'idealità. Per una volta almeno mi tolgo gli occhiali da Giacomo Leopardi per i quali sono accusato di avere una vista negativa della realtà e mi sento di interpretare ottimisticamente il crescente interesse per la smart city come un segnale di rinascita dell'utopia e quindi come un segnale seppur flebile di spinta al cambiamento. La storia ci insegna che intense fasi di elaborazione utopica hanno accompagnato grandi cambiamenti culturali - economici, vedi quello della Riforma - Controriforma e quello della Rivoluzione industriale. Mi piace pensare che forse siamo alle soglie di un cambiamento di quel tipo.

Attenzione però, non vorrei passare da pessimista cosmico ad oca giuliva: non è tutto oro quel che luce. Le spinte anti immaginifiche per relegare strettamente la smart city entro la gabbia della concretezza materiale e contingente sono molto potenti e si raggruppano sotto l'egida della tecnologia. Secondo l'impostazione che attualmente trova largo credito, la tecnologia, o meglio le nuove tecnologie, dovrebbero costituire il principale se non unico paradigma con cui declinare la smart city. Questa fonderebbe quindi il suo statuto sull'applicazione diffusiva e pervasiva delle nuove tecnologie di due settori preminenti: le tecnologie dell'informazione (ICT) e le tecnologie per l'uso razionale dell'energia e l'impiego delle fonti rinnovabili (RUE e RES), nonché sulla combinazione e integrazione delle due.

Ma tutti sappiamo, almeno fin dal monito del bel film "2001 Odissea nello spazio", che la tecnologia di per sé, per quanto sofisticata possa essere, rimane fondamentalmente stupida e che l'intelligenza è un attributo che le può venire assegnato dall'uomo nell'usarla correttamente ed efficacemente per migliorare le condizioni di vita dell'umanità e quelle del pianeta. Nello specifico, la new age dell'energia per la smart city non può non confrontarsi strutturalmente con la dimensione locale, sia in termini di efficiente collimazione tra offerta e domanda, sia soprattutto in termini di governo del sistema energetico e, attraverso esso, di governo di gran parte dell'intero locale sistema socio economico ed insediativo. Il localismo energetico, di cui la smart city sembra venire ad interpretare la configurazione fisica più avanzata, non può strutturalmente attuarsi se non attraverso nuove forme di governance allargata e partecipativa, anzi, come si dice adesso, di tipo inclusivo, cioè tendenti al diretto coinvolgimento culturale ed anche economico della cittadinanza.

Ma ciò necessita a sua volta dell'assunzione di nuovi modelli comportamentali da parte della cittadinanza stessa che scaturiscono da processi formativi e dimostrativi più o meno complessi e impegnativi. Processi che possono anche loro giovare del supporto efficace delle nuove tecnologie. In tal modo, l'anello tende a chiudersi producendo un percorso virtuoso il cui motore, più o meno potente, rimane sempre l'uomo.

La strada per riportare nel concreto la spinta dell'utopia si dirige proprio verso l'impegno ad avvicinare smart city a smart people. ■

contesto che si era creato era una scelta quasi obbligatoria. La responsabilità è in parte del Governo, che ha lasciato che la situazione si deteriorasse, ma anche di quelle associazioni del fotovoltaico che hanno spinto in passato per alzare troppo gli incentivi.

Credo che ci siano però nel decreto degli elementi positivi, perché si definiscono obiettivi nel medio periodo, fino al 2016, con riduzioni certe degli incentivi. Questa è una situazione gestibile, soprattutto una volta superata la fase di passaggio. Potremmo avere, al 2020, non gli 8mila MW di cui si parlava in passato, ma ben 30mila MW, che consentirebbero di coprire il 10% della domanda elettrica con il fotovoltaico.

La cosa interessante è che, dopo il 2016, questa tecnologia, secondo i tedeschi e secondo il documento del Governo italiano, potrebbe camminare con le proprie gambe. Questo è certamente un elemento che distingue strategicamente il fotovoltaico rispetto a molte altre tecnologie.

Cosa ne pensa dell'attuale sistema incentivante italiano? Cosa cambierebbe?

Il sistema incentivante per le rinnovabili elettriche sta subendo notevoli mutamenti. Si è capito che lo strumento dei Certificati Verdi, teoricamente molto interessante, di fatto è poco praticabile; in concreto ha funzionato meglio il conto energia.

Nei prossimi mesi, dopo il fotovoltaico, verranno definiti anche i decreti sulle altre tecnologie elettriche e così avremo un quadro completo. Si parla poi di un conto energia per le rinnovabili termiche, per cui anche in questo settore si aspetta una strumentazione che consenta al settore di crescere in maniera molto rapida.

Come mai, a suo parere, le associazioni di settore sono sempre più divise sugli attuali temi energetici, quando appare evidente che dovrebbero unire le forze? E il Legislatore in venticinque anni non è riuscito a trovare una strategia bipartisan? Possibile che nella ricorrenza dei 150 anni dell'Unità d'Italia si respiri aria da Comuni rinascimentali persino su temi cruciali come l'energia?

Sia in interventi scritti, che ultimamente a Solarexpo, ho lanciato con forza l'appello a superare queste divisioni e mi pare che tra le imprese questa esigenza sia fortemente avvertita. Dovremmo prendere esempio dall'esperienza tedesca, dove le associazioni sono unite e trattano con il Governo da posizioni di forza. Questo periodo drammatico deve rappresentare la spinta per creare un'unione tra le associazioni, innanzitutto del fotovoltaico. Ma non solo, si dovrà arrivare ad una rappresentanza unitaria del comparto delle rinnovabili e di quello dell'efficienza energetica. ■



ISONRG™

**Il più universale
dei contabilizzatori
di energia**



- Compatibile con misuratori di portata a turbina, Woltman, ultrasuoni e elettromagnetici
- Calcolo delle calorie e frigorie con switch automatico o con abilitazione esterna
- Utilizzabile con sonde di temperatura selezionate a coppia PT100/500/1000 da 2 a 4 fili
- Omologato per le "transazioni finanziarie" a norma EN 1434 (MID 004)
- Protocolli RS232, RS485, MODbus, N2, BACnet, Mbus
- I/O impulsivi e analogici.

gandiniirendina.com



Cinisello B. - Mi (Italy)
 tel. +39 0266027.1
 www.isoil.com - isothermic@isoil.it

ISOIL
INDUSTRIA

Le soluzioni che contano

**Micaela
Ancora**

Grande successo al primo workshop di Milano: al centro del dibattito tecnologie, incentivi e legislazione

Il 2011 è un anno importante per l'energia e l'efficienza energetica, un anno in cui quest'ultima è sotto i riflettori della politica nazionale e internazionale. Così Dario Di Santo, direttore FIRE, ha aperto i lavori del primo appuntamento Enermanagement, evento promosso in partnership da Fire e Gruppo Italia Energia, svoltosi a Milano lo scorso 19 aprile. Il convegno è stato un momento di confronto su temi attuali di carattere legislativo, di mercato e di buone pratiche nel settore del risparmio energetico, con particolare attenzione al settore pubblico e degli enti locali. Molti sono gli spunti emersi; Di Santo ha sottolineato la pubblicazione del Piano di Efficienza Energetica della UE 2011 e l'importanza degli strumenti necessari a livello nazionale per poter fornire la spinta giusta affinché l'efficienza energetica diventi realmente una risorsa per il Paese. Per poter raggiungere tale obiettivo, non si può prescindere dal considerare alcune attuali lacune da colmare: scarsa informazione, mancanza di formazione adeguata degli operatori del settore, blocco delle ESCo e non affidabilità delle banche nei finanziamenti di progetti che prevedono la realizzazione di interventi di efficientamento. "Esistono diversi strumenti chiave - ha affermato Di Santo - che possono, sulla scia delle linee comunitarie e degli obiettivi 20-20-20, aiutare a fare efficienza, coinvolgendo anche le PMI"; tra questi, oltre alle citate ESCo e gli Energy Performance Contract (EPC), si è rivolta l'attenzione sui sistemi di gestione dell'energia certificati secondo

la norma EN 16001, che ha come obiettivo proprio la definizione dei requisiti di un SGE, l'LCCA, ovvero lo strumento economico che permette di valutare tutti i costi relativi ad un determinato progetto (sul sito www.elettrotecnologie.enea.it sono scaricabili 10 schede LCCA), la gestione corretta dei contratti sui servizi energetici e il Green Procurement. In tutto ciò, un ruolo importante lo svolge l'energy manager che, dato positivo emerso da indagini FIRE, dagli anni '80 (periodo in cui è nata la Federazione) ad oggi ha accresciuto le sue competenze e la consapevolezza dell'importanza del proprio ruolo, nonostante le oggettive difficoltà presenti nel settore.

Di Santo, in chiusura, ha posto l'attenzione su un aspetto importante: l'efficienza è un sistema composto da diverse azioni concatenate, bisogna dunque bilanciare bene tutti gli aspetti: incentivi (le recenti vicende dimostrano che così non è stato), diagnosi energetiche, campagne di informazione, formazione, tecnologia e finanziamento, senza dimenticare la catena di distribuzione, la vendita, l'installazione e la gestione dei sistemi. L'efficienza energetica è un concetto complesso, che ha incontrato e incontra tuttora barriere alla sua diffusione: per questa ragione è necessaria una risposta (e degli incentivi) complessi per poterla supportare.

Michele Benini e Simone Maggiore di Rse hanno poi illustrato due ricerche di rilievo nel settore. Il primo ha presentato uno studio incentrato sui costi delle rinnovabili termiche, condotto su una villetta uni-

familiare ed un condominio composto da nove unità abitative, entrambi in classe energetica B e localizzati in zona climatica E. Lo scopo della ricerca è stato quello di valutare i costi totali di sistemi completi di riscaldamento di nuova costruzione basati su fonti rinnovabili, ponendoli a confronto con i costi di un sistema di riferimento, basato su caldaia a condensazione a gas con sistema di distribuzione del calore a fan coil. Ciò anche nell'ottica di individuare eventuali incentivi necessari (ad esempio le fonti termiche avrebbero bisogno di incentivi minori rispetto alle elettriche). Simone Maggiore, che fa parte del supporto scientifico alla task force "Efficienza Energetica" di Confindustria, ha riportato alcuni dati emersi dallo studio portato avanti dalla su indicata task force, tra cui quelli che saranno risultati dell'applicazione delle tecnologie efficienti nel periodo 2010-2020: riduzione dei consumi di energia fossile, 86 Mtep; riduzione dei consumi finali, 51 Mtep e riduzione delle emissioni, 208 MtCO₂. Per questo sistema è necessaria un'incentivazione pari a 24 miliardi di euro. Lo studio ha evidenziato inoltre vantaggi in termini di occupazione e sviluppo della filiera.

Molti spunti sono emersi dalla tavola rotonda svoltasi successivamente, moderata da Diego Gavagnin di Quotidiano Energia, durante la quale si sono confrontati associazioni, enti regolatori ed istituzionali. L'esigenza di creare un quadro normativo sintetico e chiaro è ciò che ha trovato tutti d'accordo. L'infinita varietà di leggi e decreti che regolano il settore e la staticità degli stessi non aiutano il mercato e la crescita di una cultura energetica. Ad aprire il confronto è stata Marcella Pavan (AEEG), che ha evidenziato come nel sistema esistano dei punti forza come il mercato dei Certificati Bianchi, i cui risultati conseguiti al termine di primo quinquennio di funzionamento (2005-2009) mostrano che questo processo sia da reputare efficace. L'analisi dell'andamento complessivo del meccanismo nei cinque anni mostra, infatti, risultati superiori alle attese. Alcune difficoltà si sono riscontrate negli ultimi due anni, in ragione della forte crescita degli obiettivi da conseguire previsti dal Governo (rivisti al rialzo a metà del quinquennio di prima attuazione); nonostante



ciò, i target assegnati ai distributori obbligati in base al disposto normativo sono stati raggiunti e di poco superati.

Sulla scia di ciò altri aspetti positivi li ha messi in luce Rino Romani, a capo dell'Unità Tecnica per l'Efficienza Energetica (UTEE), il quale ha mostrato come gli strumenti messi in atto dal Governo italiano stanno producendo risparmi energetici superiori a quanto previsto come obiettivo al 31 dicembre 2010. Le misure attivate, che si basano principalmente su meccanismi di mercato (Certificati Bianchi), detrazioni fiscali (55%) e atti legislativi, hanno permesso, ad oggi, di ottemperare agli obblighi previsti dal PAEE (Piano di Azione per l'Efficienza Energetica). I risparmi conseguiti nei diversi settori economici (residenziale, terziario, industria, trasporti) dimostrano che, a fronte di un obiettivo di risparmio di circa 35 TWh/anno, a fine 2010 sono stati consuntivati risparmi per circa 50 TWh/anno. Ottimi risvolti si sono avuti sulla scia di questi successi anche in campo occupazionale. Sebbene si debba tener conto di questi dati positivi, si evincono barriere fondamentali, tra cui la scarsa comunicazione esistente tra chi gestisce il sistema normativo/regolatorio ed il resto degli attori coinvolti nel mercato energetico. Ciò è emerso in particolare dall'intervento di Vincenzo Albonico di Agesi, secondo cui associazioni e decisori dovrebbero collaborare maggiormente, al fine di garantire un quadro normativo immediato e realmente corrispondente alle necessità del mercato. D'altra parte bisogna considerare che non esiste solo una responsabilità politica, ogni attore energetico dovrebbe assumersi una parte di responsabilità del mancato risultato raggiunto, in quanto è proprio la ridotta capacità di fare sistema che rende difficile l'attivazione di interventi concreti

e quindi la realizzazione degli obiettivi.

Accanto a ciò troviamo poi un attuale meccanismo incentivante che a volte è risultato diseducato ed ultimamente fortemente penalizzante, senza considerare poi il contratto servizio energia, che in fin dei conti è penalizzante per il cliente finale, in quanto il regime IVA applicato (20%) non è analogo a quello delle prestazioni singole (10%).

Walter Righini, presidente FIPER, associazione che riunisce i produttori di energia termica ed elettrica da biomasse e di biogas, ha messo in luce un altro ostacolo di effettivo rilievo, ossia la difficoltà di gestire i rapporti con il mondo finanziario e l'incapacità delle banche di aprirsi all'erogazione di finanziamenti per progetti di teleriscaldamento (spesso a causa dei rendimenti non immediati). Rivolgendosi in particolare all'AEEG, Righini ha anche auspicato un potenziamento dello strumento dei Certificati Bianchi al fine di raggiungere un quadro di riferimento chiaro per la promozione paritaria del comparto termico all'elettrico. D'altra parte, le attuali evoluzioni normative hanno previsto la creazione di un fondo di garanzia per lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento, per cui in questo settore qualcosa si sta muovendo.

Stella di Italcogen, rappresentando al tavolo la parte imprenditoriale del mercato legata alla cogenerazione, ha fatto luce su un altro ostacolo riscontrato ormai da anni nel settore in questione, ossia l'incapacità dello stesso mercato di decollare a causa di una cultura energetica basata sulla diffidenza verso tale tecnologia (soprattutto quando si parla di trigenerazione e microcogenerazione) e a causa del quadro regolatorio, che anche in questo settore risulta essere corposo e non agevole e in alcuni casi mancante: si pensi alla definizione di cogene-

nerazione ad alto rendimento (CAR) introdotta dalla direttiva 2004/8/CE. Fino al 31 dicembre 2010, nel nostro Paese si è previsto il richiamo alla delibera 42/02 dell'Autorità (che aveva recepito il decreto legislativo 79/1999). Il problema, ha sottolineato Italcogen, è che ancora non è stato emanato il decreto applicativo che dia una definizione chiara e degli incentivi ad hoc. Questa risulta essere di certo una delle barriere fondamentali allo sviluppo adeguato della cogenerazione nel nostro Paese.

L'intervento di Ennio Ferrero - GSE - si è concentrato sul nuovo ruolo del Gestore dei Servizi Elettrici assegnatogli dal d. lgs. n. 28 del 3/3/2011 e sulle nuove attività avviate soprattutto in ambito di pubblica amministrazione, come i servizi specializzati in campo energetico, oltre al ruolo di dover monitorare l'andamento dei risultati ottenuti. Non solo barriere economiche, dunque, a scapito dello sviluppo dell'efficienza energetica, anzi; come emerso anche dalle osservazioni del pubblico, gli aspetti più limitanti al decollo di un sistema energetico basato sull'efficienza energetica sono proprio quelli sopra indicati e le soluzioni, come ha concluso Di Santo a fine lavori, non sono difficili da intraprendere, basterebbe partire da una buona informazione (soprattutto degli ambienti finanziari ancora diffidenti nei confronti del settore) e dalla consapevolezza che una base formativa adeguata è essenziale per poter intraprendere attività lavorative in questo campo. Dopo la tavola rotonda è stato aperto il gruppo di lavoro ristretto coordinato da FIRE sulle barriere non economiche e sugli incentivi per l'efficienza, mirato a predisporre proposte per le istituzioni, individuare soluzioni di mercato, discutere sulle prospettive.

Nel pomeriggio si è tenuta una sessione di presentazione di nuove proposte per favorire l'efficienza energetica relative all'efficienza nei data center, alle offerte dei fondi di investimento e agli interventi di efficientamento dei processi industriali in un'ottica ESCo.

Il workshop di aprile ha dato il via dell'evento annuale Enermanagement; il prossimo appuntamento si terrà a Roma in due giornate, il 14 e 15 giugno p.v. www.enermanagement.com

Davide Arcuri
IRCE

Green IT e centri di elaborazione dati

I grandi "data center" sparsi nel mondo ospitano migliaia di server che elaborano giorno e notte dati di ogni genere, assorbendo corrente elettrica. Oggi sono responsabili dell'1% dei consumi mondiali di energia, che salgono al 3% se si include il mondo delle telecomunicazioni fisse e mobili. Impressiona il tasso di crescita previsto: i valori raddoppiano ogni dieci anni ai ritmi attuali. Ma come siamo arrivati a questi numeri? Cosa si sta facendo per tentare di controllarli? Il mondo informatico che ci circonda è articolato e pervasivo: sulla rete internet si affacciano aziende private, pubblica amministrazione e numerosi piccoli e grandi data center. La maggior parte dei sistemi che popolano la rete interagisce tra loro scambiandosi dati ed informazioni, costituendo una realtà pulsante, attiva giorno e notte. Questo panorama non si è delineato in un giorno, ma è il risultato di anni e anni di cambiamenti. Come è avvenuto in una qualsiasi città del mondo, tutto iniziò in

piccolo quando, grazie all'introduzione degli elaboratori elettronici, le aziende presero ad automatizzare attività ripetitive e soggette ad errori perché eseguite manualmente. I primi computer centrali vennero collocati nelle aziende e venivano affidati a persone altamente specializzate. La diffusione dei grandi elaboratori centrali iniziò, ma il loro costo finì per diventare un fattore limitante per la crescita del mercato. Negli anni '80, nel tentativo di affrancare le comunità di utenti dalla rigidità e dai costi dell'informatica tradizionale, venne introdotto il personal computer: in poco tempo ogni utente poteva costruire un piccolo sistema a propria immagine e somiglianza. Presto il problema da risolvere fu di condividere le informazioni, e l'industria venne incontro a questa esigenza creando le reti locali. Improvvisamente, l'utente non era più solo: poteva memorizzare i risultati delle proprie elaborazioni su un'area condivisa in rete e scambiarli facilmente con i colleghi.

Seppure riluttanti, i pionieri dell'informatica si prodigarono per impadronirsi di queste nuove tecnologie e iniziarono a gestirle, anziché subirle. Da quegli anni ad oggi molto è cambiato: la nascita del web, lo sviluppo dei grandi database, la specializzazione delle applicazioni. Cos'è avvenuto nei centri elaborazione dati? L'enorme e spesso incontrollata proliferazione dei server sui quali vengono installate le applicazioni, che sono state realizzate a supporto delle sempre crescenti esigenze degli utenti. Le analisi che vengono condotte sulle server farm rivelano spesso bassi tassi di utilizzazione dei server, inferiori al 20%. Per molto tempo, l'organizzazione del lavoro nel mondo dell'informatica, e anche un mercato in continua crescita grazie all'introduzione costante di nuovi prodotti, è valsa la regola "un server per un'applicazione". Un approccio altamente inefficiente, come avvenne agli albori della tecnologia elettrica, quando ogni azienda si dotava di una propria sorgente di corrente.

Nei data center l'assorbimento elettrico viene destinato per il calcolo solo per metà: più del 50% dei consumi serve al raffreddamento. Per questo, siti per grandi data center vengono scelti in luoghi freddi. L'industria informatica ha elaborato il PUE, acronimo per Power Usage Effectiveness, nel tentativo di misurare l'efficienza dei centri di calcolo. L'indice ottenuto dividendo il consumo totale del data center per quello dei server mostra quanto efficiente è il sistema nel suo complesso. Da qui è nata la sfida del PUE, che viene abbracciata dai grandi operatori, come Google, Rackspace o Facebook.

Dal mondo dell'informatica scaturiscono innovazioni che ne possono migliorare l'efficienza.

Da alcuni anni è disponibile a costi interessanti la tecnologia della virtualizzazione, che non è una novità recente. Introdotta negli anni '70 dal colosso dell'informatica IBM allo scopo di costruire all'interno dei grandi sistemi centrali più aree logiche destinate a servire più applicazioni, ha conosciuto grande diffusione negli ultimi dieci anni, quando questo approccio è stato ripreso ed applicato ai sistemi più dif-



fusi. Grazie alla virtualizzazione è possibile consolidare tanti server su un unico server in grado di accoglierli mettendo a fattor comune le risorse disponibili. Ad esempio, la tipica infrastruttura informatica di un'azienda, comprendente la contabilità, la gestione di magazzino e del personale storicamente installate su altrettanti server fisici, può essere consolidata su un unico server fisico. Come in un condominio, questo modo di operare consente di sfruttare in modo più efficiente gli spazi comuni, che nell'informatica sono rappresentati dalla memoria, dai processori, le connessioni di rete e gli spazi disco.

La tecnologia può dare altri contributi, come nell'area della misurazione dello status quo e del progresso raggiunto tramite il posizionamento di sensori per misurare

temperature, umidità e servomeccanismi per controllare i dispositivi, realizzando un vero e proprio sistema nervoso volto a fondare sistemi dinamici in grado di adattarsi alle condizioni presenti e regolare i consumi in modo controllato. Oppure attraverso l'aggiornamento delle infrastrutture, come intervenendo con sistemi di condizionamento ad alta efficienza energetica, il disegno delle sale per gli elaboratori utilizzando criteri che mirano ad eliminare i cosiddetti punti caldi e ad alternare corridoi "blu" a corridoi "rossi".

Alcune di queste soluzioni portano a benefici incrementali, mentre altre rappresentano veri momenti di discontinuità rispetto al vecchio modo di fare le cose. Cosa possono fare allora le aziende per governare i consumi di elettricità? Innanzitutto, rendere prioritario il problema dell'efficienza energetica, assicurandosi

che goda della necessaria attenzione sia a livello strategico, che durante le attività di tutti i giorni.

La fase successiva consiste nel valutare lo stato in cui ci si trova, così da stabilire il punto di partenza delle iniziative. Da qui verranno definiti gli obiettivi da raggiungere e i piani di azione necessari; periodicamente si procederà alla misurazione dei risultati raggiunti e delle eventuali azioni correttive. È necessaria la collaborazione di tutti gli attori: responsabili dei sistemi, delle infrastrutture, delle centrali termiche e di raffreddamento. Attraverso il lavoro di squadra sarà possibile creare le sinergie necessarie ad ottenere i risultati. Come durante ogni processo di cambiamento, gli sforzi più grandi risiedono nella determinazione a partire e nel creare un processo di miglioramento che continua nel tempo.



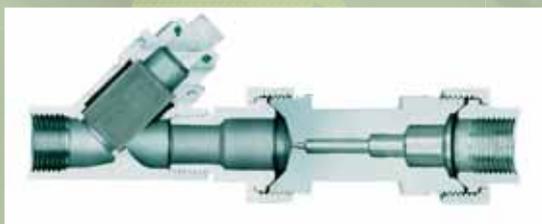
An Innovative Technology Company
Providing Custom Energy and Emission Reduction Solutions

Rivoluzionate il vostro impianto a vapore con GEM®

Il premiato scaricatore di condensa Venturi GEM® senza parti in movimento soggette a rottura

GEM® è:

- ▶ Lo scaricatore di condensa più affidabile ed efficiente
- ▶ Il massimo in affidabilità e produttività
- ▶ La soluzione permanente per gli scaricatori di condensa
- ▶ Rapido ritorno dell'investimento
- ▶ Risparmio nei consumi di energia dal 10% al 30%
- ▶ Garanzia sulle prestazioni di 10 anni



Contattate GEM® per scoprire come migliorare il vostro impianto vapore

Dott. Luca Bianchi

Tel. 06.89682622

Cel. 346.2311861 Fax 178 603 9036

Email: luca@gemtrap.com

Visitate: www.gemtrap.com



Dry-Rex™

FLU-ACE®

Vincenzo
D'Elia

EMMEGI-AAP

Fondi di investimento nel settore energetico

I fondi d'investimento, da sempre, sono alla ricerca di opportunità di collocamento delle risorse finanziarie a loro disposizione; in particolare i fondi chiusi e quelli che hanno come finalità l'erogazione di trattamenti pensionistici a favore dei propri investitori/associati. Il settore dell'energia è considerato da sempre uno di quelli dove investire denaro con alee di rischio valutabili e sul fronte dell'approvvigionamento del combustibile, di qualunque natura esso sia, e sul fronte dei ricavi, in quanto gli utenti sono i cittadini sia come uso domestico che come uso industriale e, quindi, il rischio di non incassare il credito è praticamente risibile, visto anche il "ricatto apparente del se non paghi ti tolgo la luce".

A fronte di quanto sopra, la considerazione che si può fare per quanto riguarda i fondi è che la loro propensione ad investire in energia, superato l'ostacolo dell'approvvigionamento del combustibile, è conseguenza della corretta valutazione dell'efficienza della gestione di tutta la filiera energetica.

La gestione efficiente dei processi energetici è alla base del buon funzionamento dell'organizzazione sociale moderna, dato che l'energia, attualmente, è difficilmente immagazzinabile e conservabile. I processi in questione sono la produzione, la distribuzione e l'utilizzo.

La produzione di energia, che per definizione è un processo di trasformazione, utilizza quello che comunemente viene detto combustibile trasformandolo in energia elettrica con anche la generazione, in alcuni casi, di altri prodotti energetici quali, per esempio, il calore o il vapore acqueo. L'efficienza in questo processo è legata all'efficienza degli impianti ed alla buona pianificazione delle

quantità di energia da produrre in relazione alla domanda.

La distribuzione di energia, ovvero sia il trasporto, è legata alle reti e l'efficienza è conseguenza dei materiali utilizzati. Il processo di trasporto è in funzione della necessità di portare l'energia dal luogo di produzione, o di origine, al luogo di utilizzo e per fare questo ha necessità di una rete di distribuzione che riduca i tempi e riduca le perdite di energia che sono la conseguenza di "falle di rete".

L'utilizzo dell'energia è legato alle necessità del consumatore, che può porre in essere comportamenti virtuosi al fine di massimizzare i benefici minimizzando i consumi ed i relativi costi. È legato, inoltre, alle necessità dell'utente che nei fatti si fa carico sia dei costi di produzione, che di quelli di trasporto e quindi dovrebbe essere il soggetto più attento al rapporto "qualità/prezzo" rappresentato dall'energia da esso utilizzata. In effetti, sul fronte degli utenti negli ultimi anni si è affrontato il tema della riduzione dei costi energetici cercando di trovare soluzioni di risparmio legate alle fasce orarie o a fenomeni di autoproduzione per soddisfare i bisogni propri.

I processi di produzione ed utilizzo sono, dunque, oggetto di continua innovazione tecnologica, al fine di ottenere, per il primo, rendimenti energetici sempre più elevati a fronte di utilizzi sempre minori di combustibile e, per il secondo, una riduzione dei consumi basata su un'attenta pianificazione dei consumi e la scelta di apparecchiature a basso consumo.

Oggi si sta affacciando sul tema della produzione, trasporto ed utilizzo dell'energia un nuovo approccio che non è solo un fatto tecnologico, ma è un'evoluzione del pensiero, una nuova filosofia/dottrina che

è denominata smart grid. La smart grid non è semplicemente uno strumento, ma è una nuova modalità di parlare di efficienza nel settore energetico con una visione globale del sistema. La smart grid non può e non deve essere confusa con una mera attività di system-integration, in quanto va oltre e consentirà, in futuro, di ridurre drasticamente i consumi energetici, ottenendo per l'utente un incremento delle quantità di energia disponibile per le finalità produttive e per i consumi d'uso domestico.

Per il mondo finanziario quanto sta avvenendo incentiva, per un verso, ad investire, per un altro disincentiva nella preoccupazione, direi fondata, di investire in tecnologie con obsolescenza troppo rapida per poter recuperare gli investimenti ed avere una giusta remunerazione del capitale.

I punti d'incontro tra il mondo della finanza e quello dell'energia sono i seguenti:

- la messa a disposizione di energia



per l'utilizzo in proprio o per le attività produttive ha fatto sì che si creasse un sistema finanziario. Ai tempi dei romani l'energia era rappresentata dalla disponibilità d'acqua e l'Impero Romano si consolida e cresce grazie alla realizzazione degli acquedotti e fa sì che chi aveva accesso agli stessi avesse terreni di maggior valore e prodotti in maggior quantità e di miglior qualità;

- sono entrambi necessari per il buon funzionamento del sistema sociale in quanto l'energia è la condizione necessaria per la produzione e per la qualità della vita delle famiglie la finanza è lo strumento/simbolo che valorizza le attività produttive e da il senso del potere d'acquisto dei singoli cittadini;
- la necessità di energia è in continua crescita come sono in crescita continua le masse monetarie;
- il denaro va dove crescono i fabbi-

sogni di energia. Infatti il fabbisogno di energia genera consumi indotti che hanno effetto leva sui consumi e quindi sul PIL.

Dalle riflessioni fatte ne consegue che l'elemento finanza/denaro è una conseguenza dell'elemento energia, in quanto quest'ultima ha un effetto leva su qualità e quantità dei beni prodotti. Venendo a mancare questo elemento di leva potremmo ritornare al baratto.

D'altronde l'elemento finanza non è altro che un facilitatore ed un ottimizzatore delle attività economiche, ma non è l'attività economica in senso stretto e gli eventi di questi primi dieci anni del terzo millennio ne hanno dato la prova in tal senso.

In questi ultimi anni si sono affacciati sul mercato finanziario, oltre ai soggetti tradizionali, le banche, anche nuovi operatori, tra i quali un ruolo sempre più importante lo stanno assumendo i Fondi Pensione, che sono diventati molto attivi negli investimenti negli impianti alimentati da fonti

rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico, grazie alle tariffe certe ed incentivate per minimo quindici anni che danno certezza di reddito all'investitore. Si prevede ad esempio che, in Italia, oltre il 30% degli investimenti in energia da fonti rinnovabili troverà le sue fonti nella capacità d'investimento dei Fondi Pensione.

Gli operatori tradizionali, le banche per intenderci, non hanno ancora fatto un salto di qualità nell'offerta di prodotti adeguati a supportare il nuovo mercato dell'energia. Sono rimasti ancorati a modelli finanziari progettati o per i grandi impianti di produzione e trasporto di energia, o per supportare le operazioni del mercato immobiliare. Ancora oggi, pur avendo certezza del flusso di cassa, in quanto il GSE canalizza la tariffa incentivata sulla banca che ha finanziato l'operazione e che il ricavo è certo per il periodo di vita utile dell'investimento, vogliono un capitale versato e chiedono frequentemente garanzie che non sono sostenibili da parte dei piccoli operatori.

Non solo il sistema bancario non si è ancora adeguato alla situazione, ma anche il sistema di gestione ed utilizzo delle capacità produttive energetiche è fortemente in ritardo. Con le smart grid si sta affrontando questa nuova realtà che dovrà portare, in termini energetici, ad avere nel nostro prossimo futuro le smart cities, dove le capacità produttive principali si integrano con la micro generazione di cui, credo, in futuro tutti gli immobili saranno dotati.

Ritornando al presente, in particolare in Italia, per far sì che il sistema finanziario si rinnovi è necessario che il quadro normativo sia certo e non soggetto ad interventi che in alcuni casi assumono carattere retroattivo o, ancor peggio, creano una situazione di privilegio per alcuni soggetti economici, favorendo soluzioni, se non monopolistiche, oligopolistiche. Gli iter autorizzativi debbono essere semplificati ed accentrati presso chi deve avere la responsabilità di produrre un documento di riferimento che possiamo chiamare Piano Energetico Nazionale e che deve avere il controllo e la gestione delle risorse finanziarie pubbliche che debbono accompagnare quelle private. ■



Giovanni
Campaniello

CEO
Gruppo Energia Plus

Bolletta energetica: da costo a risorsa

Gli indici di contabilità energetica come indicatori di performance di produzione per l'innovazione di processo e l'aumento di redditività

La contabilità energetica a supporto della competitività

L'incertezza dell'economia e le previsioni di aumento dei costi per l'approvvigionamento energetico, il problema climatico, il quadro normativo stanno portando l'industria a considerare il mercato dell'efficienza energetica come un'opportunità per la

competitività e oggi le aziende pronte per il futuro si pongono nella prospettiva di aggiornare le proprie attività produttive per capitalizzare sul valore dell'energia come risorsa strategica utilizzabile per sostenere la crescita. Tuttavia, l'energia è ancora vista come una delle variabili di produzione più elusive e difficili da gestire e la sua conta-

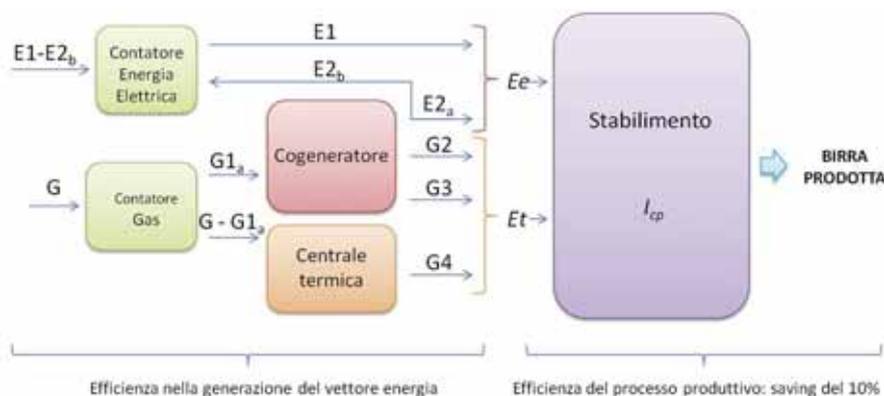
bilizzazione nelle sue varie forme, dall'elettricità al gas naturale, al petrolio, al vapore e finanche all'acqua, non è ancora una pratica comune, nonostante i diretti benefici, sia economici, sia di efficienza gestionale che ne possono derivare. Infatti, associata ai più tradizionali strumenti di gestione della produzione (la contabilità analitica di prodotto, i programmi di produzione, i programmi di manutenzione, ecc.), la contabilità energetica dei processi produttivi è uno strumento funzionale all'ulteriore riduzione dei costi e all'incremento dell'efficienza di produzione.

Il valore della contabilità energetica

Impostare una contabilità energetica di processo significa misurare e monitorare la correlazione esistente tra i contributi energetici che entrano in un processo produttivo e la produzione. Tale correlazione è riassunta nell'indice prestazionale I_{CP} , dato dal rapporto tra il *vettore energia* (ovvero la somma dei vari contributi energetici in ingresso nel processo produttivo) e la quantità di prodotto che, a

Il caso Birra Peroni spa

Il processo di produzione della birra, nelle sue varie fasi (dalla produzione del mosto, alla fermentazione e filtrazione, fino all'imbottigliamento), coinvolge importanti consumi energetici, sia elettrici che termici. Con l'introduzione di una contabilità energetica basata sull'indice ICP come sviluppato da Energia Plus Roma, Birra Peroni, in un programma di investimenti di modernizzazione della composizione del vettore energia e di interventi di efficienza energetica sulla linea di produzione, ha raggiunto l'importante risultato di un risparmio di oltre il 10% dei consumi energetici di processo. Contestualmente Birra Peroni si è posta come benchmark di mercato nel proprio settore, avendo registrato un incremento della capacità produttiva e una riduzione del costo del prodotto, la cui entità è correlata alla quantità di produzione effettivamente realizzata. Il tutto ad integrazione del processo di ottimizzazione della generazione del vettore energia.





dispetto della sua semplicità di struttura, è un indicatore "forte" dell'efficienza di un processo produttivo in grado di evidenziare eventuali anomalie non altrimenti verificabili. Il suo monitoraggio costante facilita la comprensione degli interventi necessari a ripristinare una condizione di efficienza produttiva e finanche a migliorarla, prendendo coscienza di eventuali opportunità di variazione di programmazione della produzione, di specifiche manutenzioni o di interventi di efficienza energetica su parti dell'impianto.

Il valore aggiunto di una contabilità energetica, dunque, risiede non solo in una più puntuale verifica dei costi energetici associati alla produzione, ma, soprattutto, nell'opportunità di verificare il grado di efficienza del processo produttivo, di impostare valutazioni di benchmarking su best practice di settore e contestualmente di programmare obiettivi di incremento di competitività, nonché di identificare quali interventi migliorativi apportare al processo produttivo.

L'approccio metodologico a una contabilità energetica

Come leader di settore per progetti industriali, Energia Plus Roma (del Gruppo Energia Plus) rileva dal mercato una crescente attenzione per la contabilità energetica come possibile leva di vantaggio competitivo. Tuttavia, come già accennato, quando si tratta di impostare i necessari programmi di misurazione e monitoraggio delle variabili energetiche e di produzione necessarie alla costruzione di un sistema di contabilità fruibile come tool gestionale vi è una certa diffidenza da parte delle aziende, legata al timore di un approccio metodologico invasivo che potrebbe compromettere l'operatività della produzione. In realtà, l'approccio metodologico alla contabilità energetica di prodotto sviluppato da Energia Plus Roma è lungi dall'essere un processo rischioso per la produttività degli impianti. Infatti, per una prima valutazione aggregata dell'efficienza produttiva di un impianto, l'indice I_{CP} viene derivato dall'elaborazione dei dati

contabili e dei consumi energetici storici annuali associati ai dati di produzione. In tal modo, e con una base di dati sufficiente a coprire un periodo di tempo significativo, è possibile individuare immediatamente un trend prestazionale dell'azienda, ovvero se ci si trova in presenza di processi stabili, o in fase evolutiva (di miglioramento o peggioramento). Solo in seconda battuta può essere necessario un approfondimento che richieda informazioni di maggior dettaglio per la costruzione e il monitoraggio dell'andamento di un I_{CP} disaggregato con dati raccolti direttamente lungo le linee produttive con strumentazione dedicata. In tal caso, le operazioni vengono eseguite in collaborazione con i responsabili di produzione, previa attenta valutazione del layout di stabilimento e dei diagrammi di flusso del processo, nonché delle peculiarità delle apparecchiature installate.

Un ulteriore aspetto rilevante da sottolineare in questa sede è che i programmi di contabilità energetica proposti da Energia Plus Roma, associati ad interventi di efficienza energetica, consentono alle aziende di liberare risorse finanziarie utili alla loro realizzazione. Infatti, i flussi di cassa positivi generati dal risparmio sui costi dell'energia, unitamente agli incentivi previsti dalla normativa per l'efficienza energetica offrono un ritorno in tempi coerenti con le logiche degli investimenti correlati agli interventi da realizzare. ■



Strumenti per supportare l'efficienza energetica nel settore dell'aria compressa

Luca Bicchierini • Atlas Copco Italia - CT Division

Il presente articolo si propone di evidenziare l'importanza, l'efficacia e i risultati che specifiche attività di comunicazione possono offrire a sostegno della diffusione ed implementazione delle più innovative tecnologie di efficientamento energetico oggi disponibili.

Vediamo adesso alcune specificità del campo di riferimento: il settore dell'aria compressa in ambito industriale. L'aria compressa trova ampia applicazione in numerose divisioni applicative, poiché è uno dei servizi generali di cui dispone ogni moderno stabilimento, insieme all'impianto elettrico, alla rete idrica e alle reti di distribuzione di gas industriale. In questo contesto, l'impianto pneumatico è generalmente costituito da una centrale di compressione, da una rete di distribuzione e da una serie di utilizzatori. Nella centrale di compressione l'aria viene aspirata dall'ambiente, viene compressa da un compressore e, dopo essere stata

trattata e accumulata in appositi serbatoi, viene distribuita tramite una rete alle apparecchiature pneumatiche.

Ma quanto incide sulla spesa energetica delle aziende italiane la necessità di disporre di aria compressa per soddisfare i propri fabbisogni?

I consumi di energia elettrica per uso industriale, hanno rappresentato, nell'anno 2009, il 44% del totale dei consumi italiani di energia elettrica¹ (tabella 1), rappresentando quindi il settore merceologico che maggiormente utilizza per i propri fabbisogni questa pregiata forma di energia, ben al di sopra del settore terziario, domestico e ovviamente dell'agricoltura.

L'industria riveste quindi un'importanza particolare e si giustifica di conseguenza l'attenzione particolare che bisogna rivolgere a questo settore, al fine di individuare e promuovere tutte le possibili (attuali e innovative) tecnologie e modalità operative di efficientamento energetico. L'aria compressa è un elemento fondamentale nei processi produttivi, ma ha anche un peso energeticamente rilevante nel bilancio energetico di un'impresa.

All'interno delle applicazioni industriali, trovano larga, diffusa e trasversale applicazione i sistemi ad aria compressa, che costituiscono mediamente circa il 10% dei consumi di energia elettrica nelle industrie (il 17% di quella imputabile ai motori elettrici utilizzati nel settore industriale), con picchi che possono arrivare fino al 40%. Per l'azionamento dei compressori si può stimare quindi un utilizzo, da parte delle industrie italiane, nel 2009, di circa 13.000 GWhe (GigaWattora - mln kWh).

Settore Merceologico	Anno 2009	
	mln kWh	%
Industria	130.505,9	44%
Terziario	94.834,9	32%
Domestico	68.924,4	23%
Agricoltura	5.649,9	2%
Totale	299.915,2	100%

Tabella 1. Consumi di energia elettrica nel 2009

	N° compressori installati	Potenza installata [MW]
da 0,75 a 3 kW	105.000	204
da 3,01 a 7,5 kW	65.000	314
da 7,61 a 22 kW	37.000	428
da 22,01 a 90 kW	32.000	689
Totale	238.000	1.635

Tabella 2. Parco compressori fino a 90 kW installato in Italia

Appare chiaro come la corretta selezione di questi impianti, che rispecchi il più possibile le singole esigenze, possa apportare vantaggi (economici) consistenti, a favore di un processo produttivo più efficiente e ottimizzato. L'importanza dei sistemi ad aria compressa si desume anche prendendo in considerazione sia la loro numerosità e potenza installata, sia i costi da questi generati durante la loro vita utile (LCC - Life Cycle Cost).

In un recente studio redatto da Enea² (tabella 2), è stato censito il parco compressori fino a 90 kW installato in Italia, sulla base della potenza elettrica nominale del motore elettrico che aziona il compressore.

In realtà, se pure il valore numerico del parco compressori installati (oltre 200.000 unità, pari a 1.635 MW installati) appare di per sé rilevante, non comprende le diverse migliaia di MW di potenza installata derivante da tutti quei compressori di taglia superiore ai 90 kW³.

L'energia elettrica utilizzata nel sistema aria compressa costituisce inoltre il 73% del costo del prodotto nell'intero arco del suo ciclo di vita (LCC). Il dato non è trascurabile, se si considera (come provato dalle misurazioni in campo) che oltre il 30% di questa energia viene persa per effetto di inefficienze.

In genere, il prodotto che offre i migliori risultati dal punto di vista del risparmio energetico è anche quello più complesso tecnologicamente e quindi più costoso, ma quando un'azienda decide un investimento dovrebbe tenere conto del costo della vita del prodotto di cui ha bisogno, costo nel quale concorrono varie componenti, fra le quali il costo energetico è un fattore da valutare (spesso predominante).

Per questo il Gruppo Atlas Copco è impegnato a produrre nuove macchine che riducano il costo energetico e la quantità di energia di cui necessitano per produrre aria compressa, investendo in ricerca e sviluppo una per-

centuale importante del proprio fatturato⁴. I risultati di questo massiccio investimento sull'innovazione di prodotto sono evidenziabili e dimostrabili attraverso l'elevata percentuale del fatturato ottenuto dalla vendita dei prodotti recentemente introdotti sul mercato⁵.

Abbiamo evidenziato l'incidenza dei consumi in questo settore specifico, ma esistono anche dei potenziali interessanti di risparmio energetico.

Nel settore dell'aria compressa esiste un potenziale di risparmio molto elevato pari a circa il 33%, uno dei più alti fra tutti i principali impianti azionati da un motore elettrico, come si evince dalla tabella 3.

Tecniche di diagnosi e valutazione

Dunque, non solo il settore è importante e il potenziale di risparmio è altrettanto significativo, ma in ogni singolo stabilimento possono essere utilizzati strumenti diagnostici idonei a quantificare questi potenziali e individuare, fra le varie tecnologie disponibili, quelle in grado di massimizzare i risparmi assicurando i tempi di ritorno degli investimenti più brevi.

A questo proposito Atlas Copco, grazie al know-how acquisito, ha sviluppato alcune tecniche di indagine che consentono di verificare e quantificare non solo la quantità d'aria e la pressione di utilizzo, ma anche come varia il profilo dei consumi di un certo particolare stabilimento (in abbinamento anche all'analisi della quantità di energia consumata).

Più nel dettaglio, gli strumenti di valutazione quantitativa citati consentono, da una parte, un check-up prestazionale degli impianti, dall'altra mettono a disposizione preziosi dati grazie ai quali è possibile simulare, con l'aggiunta/sostituzione di un compressore già installato, non solo le prestazioni, ma soprattutto i benefici in termini di efficienza energetica generale dell'impianto.

Le diverse metodologie di analisi proposte (check-up energetico gestionali), quali utili strumenti di valutazione utilizzabili in un qualsiasi ambito applicativo, sono di seguito così denominate e specificate:

- *Measurement Box Lite*: misura gli assorbimenti elettrici di tutti i compressori; deduzione della portata dalla misura degli assorbimenti elettrici; stima del risparmio derivante dall'introduzione di compressori funzionanti a velocità variabile (variable speed drive - VSD).
- *Measurement Box Lite Plus*: misura in continuo della portata e della pressione; misura spot dei parametri elettrici di tutti i compressori (BT 380 - 400 V - corrente, Cosfi, voltaggio, potenza attiva); precisa quantificazione dei risparmi derivanti dall'impiego di compressori VSD, essiccatori a risparmio energetico, Energy recovery e di ulteriori tecnologie disponibili.

Motorizzazioni	Risparmio %
Motori ad alta efficienza	2-8
Corretto dimensionamento	1-3
Variatori di velocità	10-50
Trasmissioni più efficienti	2-10
Sistemi ad aria compressa	33
Sistemi di ventilazione	17.5

Fonte: Il Programma Europeo Motor Challenge

Tabella 3. Potenziale di risparmio

- **AirScan:** nella sua impostazione tradizionale offre la misura in continuo della portata e della pressione, la misura in continuo dei parametri elettrici di tutti i compressori (BT 380 - 400 V - corrente, Cosfi, voltaggio, potenza attiva) e una precisa quantificazione dei risparmi derivanti dall'impiego di compressori VSD, essiccatori a risparmio energetico, energy recovery e di ulteriori tecnologie disponibili. A ciò si aggiunge anche il monitoraggio delle perdite di rete (identificazione e quantificazione delle perdite che generalmente costituiscono circa il 20% della richiesta d'aria del sistema) ed eventualmente l'analisi della qualità dell'aria (punto di rugiada).

I dati raccolti, acquisiti da un apposito software proprietario, consentono non solo di generare report di vario tipo, ma soprattutto di poter scegliere il compressore che sia in grado (in base alle peculiarità rilevate nella singola applicazione) di offrire le migliori prestazioni e la migliore efficienza energetica. Il software di simulazione consente di configurare i dati, visualizzare il profilo di carico e mostrare immediatamente l'inefficienza energetica del sistema di compressione. Nella fase successiva viene simulato il risparmio energetico di un compressore VSD e prodotto un rapporto dettagliato che mostra il confronto tra il sistema d'aria compressa effettivo e quello ottimale.

L'utilizzo delle diagnosi energetiche sopra esposte consente l'ottimale scelta fra le numerose tecnologie disponibili, frutto di una vocazione all'innovazione.

I valori guida di Atlas Copco sono infatti sintetizzati dall'approccio delle tre "I": innovazione, interazione e impegno. Proprio per questo si spinge verso la continua ricerca del miglioramento dei prodotti e servizi offerti, che negli ultimi anni ha trovato proprio nell'efficienza energetica un filo conduttore comune a tutte le soluzioni offerte sul mercato. L'attenzione rivolta dall'azienda all'efficienza energetica e ai temi della tutela dell'ambiente e dei cambiamenti climatici ha portato al lancio di una gamma completamente nuova

di compressori che rispecchia la visione dell'azienda.

Questa nuova gamma di compressori ad iniezione di olio GA+ è il risultato di investimenti continui nello sviluppo dei prodotti, dove l'efficienza energetica della nuova gamma GA è stata ottenuta, ad esempio, grazie all'impiego di elementi di compressione all'avanguardia ispirati ai rotori asimmetrici brevettati di Atlas Copco, che riducono drasticamente le perdite volumetriche. Attraverso l'ottimizzazione dell'iniezione, del flusso e della temperatura dell'olio, il processo di compressione avviene alla temperatura più bassa possibile, riducendo così al minimo le perdite termodinamiche. Il compressore più efficiente non si ottiene semplicemente grazie all'impiego di un elemento a vite efficiente, ma è altrettanto importante ottimizzare tutti gli elementi intorno all'elemento di compressione. Nel processo di sviluppo della nuova gamma GA è stato compiuto ogni sforzo per ridurre qualsiasi perdita meccanica, elettrica, o relativa al flusso. Per raggiungere questi obiettivi sono state utilizzate le più moderne tecniche di progettazione, come l'analisi della dinamica dei fluidi computerizzata (CFD - Computational Fluid Dynamics).

Soffianti e compressori a bassa pressione

Un salto verso un futuro energetico efficiente è stato attuato anche nella tecnologia delle soffianti e dei compressori a bassa pressione, molto diffusi in quei settori industriali "energivori", come quello del trattamento delle acque reflue, che necessitano di ridurre i consumi ed eliminare i fermi di produzione causati da guasti imprevisti. La richiesta di soffianti è in aumento e l'industria mondiale è sempre alla ricerca di soluzioni a basso impatto energetico, volte alla salvaguardia dell'ambiente. Il settore del trattamento e della depurazione delle acque reflue, ad esempio, richiede aria compressa a bassa pressione (0,3 a 2 bar(e)), 100% oil-free". All'interno della gamma Atlas Copco troviamo un'innovativa tecnologia dedicata alle soffianti - soffiante a vite e non più a lobi. Si tratta delle soffianti ZS & ZS+, soffianti a vite oil-free per portate d'aria fino a 4700 mc/h e pressioni fino a 1,2 bar(e), anche con inverter e sistema interfacciabile di controllo elettronico a bordo macchina. Seguendo i criteri dello standard internazionale ISO 1217 (ed. 4) il TUV (istituto tedesco per l'ispezione tecnica) ha verificato le prestazioni della nuova soffiante a vite ZS confrontandola con una soffiante a tre lobi (tipologia di soffiante comunemente utilizzata nel mercato della bassa pressione) certificando un risparmio energetico conseguibile variabile a seconda della pressione e portata erogata dal 23,8 al 39,7 %.

I numerosi campi di applicazione delle soffianti riguardano: trattamento acque reflue, trasporto pneumatico, desulfurizzazione, solfonazione, raffreddamento superfici e tutti quei processi chimici e meccanici che richiedono un apporto di aria anche oil free (aria compressa priva di contaminanti quali olio lubrificante) a basse pressioni.

Compressori a pistoni ad alta pressione

Anche il settore dell'alta pressione (30/40 bar(e)) ha visto di recente interessanti novità. In particolare, i nuovi compressori ad alta pressione ZD sono i primi al mondo ad offrire al settore degli imballaggi PET la sicurezza di aria totalmente oil-free certificata Classe 0⁶. La serie ZD con essiccatore ad adsorbimento integrato offre un risparmio



energetico impareggiabile. Con la serie ZD, Atlas Copco ha sviluppato la compressione in quattro stadi (in termini termodinamici, i quattro stadi consentono di ridurre mediamente il consumo di energia del 7% rispetto a quella a tre stadi). Un'altra innovazione è la possibilità di utilizzare il sistema di azionamento a velocità variabile integrato (VSD), che risulta energeticamente vantaggioso se la richiesta di aria varia. Con la tecnologia VSD si può ottenere un risparmio energetico fino al 35%. Il modello RI VSD è in grado di fornire un risparmio energetico ancora maggiore, grazie alla re-immissione nel ciclo di compressione dell'aria compressa residuale dal processo di soffiaggio.

Customer day

Una modalità di interazione con i clienti che ha dimostrato sul campo una grande efficacia ai fini della promozione di prodotti/servizi energeticamente efficienti sono gli eventi (seminari, convegni, tavole rotonde ecc., che vengono denominati "Customer day").

È importante infatti dimostrare capacità di ascolto e di comprensione delle esigenze di chi acquista e disponibilità a cercare nuove soluzioni in grado di risolvere i problemi, incrementare la produttività dei clienti e/o ridurre i loro costi di esercizio.

Questa particolare modalità promozionale si dimostra efficace e molto apprezzata dai partecipanti perché privilegia l'aspetto della testimonianza e delle "case history", grazie alle quali è possibile consentire a tutte le potenziali aziende che potrebbero beneficiare dei servizi e dei prodotti sopra esposti di "toccare con mano" la loro efficacia, interagendo direttamente con i relatori e i professionisti che già hanno sperimentato queste innovazioni.

Conclusioni

Riassumendo, un audit energetico affidabile identifica le tecnologie innovative più efficaci e ne quantifica con precisione i risparmi.

Un prodotto con tecnologia innovativa consente di ottenere i risparmi così quantificati.

L'applicazione del validissimo sistema dei titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi), unita alle dirette testimonianze dei clienti all'interno dei Customer day, consente di "certificare" e di "dimostrare" a consuntivo le previsioni e gli impegni di risparmio stimati grazie agli audit. ■

NOTE

1. Fonte Terna: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/statistiche/consumi_settore_merceologico.aspx
2. Ricerca Sistema Elettrico - Promozione delle elettrotecnologie innovative negli usi finali, Report RSE/2009/20 - G. Tomassetti, D. Forni, P. Mastropietro, V. Dettoli, E. Ferrero
3. A titolo di esempio, si tenga presente che la stessa gamma di compressori commercializzati in Italia dalla Atlas Copco Italia annovera modelli con potenze fino a 900 kW.
4. Nel 2009 il Gruppo Atlas Copco ha investito in attività di ricerca e sviluppo di nuovi prodotti una quota pari al 2,3% del totale dei ricavi (150,8 milioni di euro).
5. Nel 2009 il 70% dei ricavi del Gruppo Atlas Copco è stato generato dalla vendita di prodotti con meno di 6 anni di vita.
6. Si veda al riguardo il sito dedicato www.classzero.com

PROMOSSO DA:



Associazione
Nazionale
Fornitori
Elettronica

I CONTENUTI

L'evento dedicato alla componentistica e ai sistemi per il fotovoltaico

Un incontro per tutta la supply chain sullo stato dell'arte del mercato italiano, dove approfondire aspetti di carattere normativo, tecnologico e applicativo

IL TARGET

Manager, ingegneri, progettisti, installatori, impiantisti, utenti, architetti, centri design, studi di progettazione, P.A.

IL FORMAT

Un **one-day event** articolato su interventi e convegni selezionati dal Comitato Tecnico Assodel

Una **community area** di incontro tra la domanda e l'offerta strutturata per fornire aggiornamenti tecnologici e novità di prodotto

A completamento **Educational** seminari formativi di contenuto applicativo-progettuale

FORTTRONIC[▲]



an assodel electronics forum

29 SETTEMBRE 2011
IV EDIZIONE

MILANO

CENTRO CONGRESSI MILANOFIORI
Strada 1 MilanoFiori - 20090 Assago (MI)



SOLAR
PV TECHNOLOGIES
FORTTRONIC
an assodel electronics forum ▲



event promoter

Solar & Lighting Revolution



partecipazione gratuita, previa registrazione

www.solarforttronic.it

Informazioni e segreteria: Tel 02 210 111 236
e-mail: marketing@forttronicforum.com

ORGANIZZAZIONE:



Via Console Flaminio 19 - 20134 Milano
Tel 02 210.111.1 • Fax 02 210.111.222
consiptecnoprese.it • www.tecnoprese.it

Il Sistema FotoVolanico

Generazione distribuita intelligente dell'energia elettrica

Salvatore Conte, Sebastiano Acquaviva • Rienergia

Consideriamo un condominio con il KERS, il dispositivo usato in Formula 1 che permette di accumulare l'energia persa nelle fasi di rallentamento e ridistribuirla, mediante la pressione di un pulsante, durante il normale movimento. Parallelamente consideriamo un congegno mecatronico da utilizzare in un'utenza comune che, durante le fasi passive di funzionamento di carichi elettromeccanici (ascensori, montacarichi, etc.) è in grado di trasformare in elettricità tutta l'energia cinetica altrimenti dissipata e di renderla disponibile come energia elettrica. Un'invenzione che permette di coniugare risparmio sui costi energetici ed energia pulita gratuitamente. Questo è in breve il Sistema FotoVolanico, un impianto ad alto contenuto tecnologico che, abbinando la generazione Fotovoltaica all'accumulo Volanico, permette di recuperare l'energia generalmente dissipata e di distribuirla per gli altri usi, consentendo un notevole risparmio dell'energia utilizzata complessivamente da un edificio.

Il progetto "Sistema FotoVolanico"

Il progetto condotto dalla Rienergia srl (www.rienergia.it) nel corso degli ultimi due anni, "Sistema FotoVolanico", intervento cofinanziato dall'U.E. - F.E.S.R. sul P.O. Regione Puglia 2007-2013, si inserisce in un contesto ben preciso. Dall'analisi dei dati storici e degli scenari tendenziali sviluppati da Terna spa, risulta essenziale organizzare un processo di certificazione e revisione volta ad incoraggiare una buona

gestione dell'energia, che naturalmente, comprende la ristrutturazione degli edifici e l'introduzione di soluzioni e sistemi energetici nuovi e alternativi, orientati verso la Generazione Distribuita. La "quantità e qualità dell'energia" possono essere garantite in ogni caso disponendo di adatti "serbatoi di energia" che debbono essere caratterizzati da una risposta pronta e capaci di lavorare in energia per tempi che vanno da qualche minuto a qualche ora. Nell'ottica di un sistema distribuito, risulta cruciale l'accumulo locale e diffuso dell'energia. Il sistema "generazione-accumulo-utilizzazione" diventa un sistema chiuso con interscambio differenziale, ovvero viene scambiata verso la rete solo l'energia che non è utilizzata al proprio interno, sia come generazione che come assorbimento. L'accumulo locale è vantaggioso in ogni caso, che vi sia o meno una fonte di generazione alternativa. Dai dati riportati in *tabella 1* si evince che la tecnologia più idonea è rappresentata dai sistemi di accumulo cinetici: il volano si adatta a tutte quelle applicazioni di trasferimento di potenza elevata o fortemente impulsiva a basso o modesto contenuto energetico.

Il progetto consiste in un impianto mecatronico di recupero, accumulo e gestione dell'energia prelevata dalla rete e di quella simultaneamente "prodotta" da fonti rinnovabili o "rigenerata" sfruttando le fasi passive di funzionamento di carichi elettromeccanici, dalle quali può essere "recuperata e riciclata" energia. Il sistema (*figura 1*) è costituito da un ingresso monofase con PFC

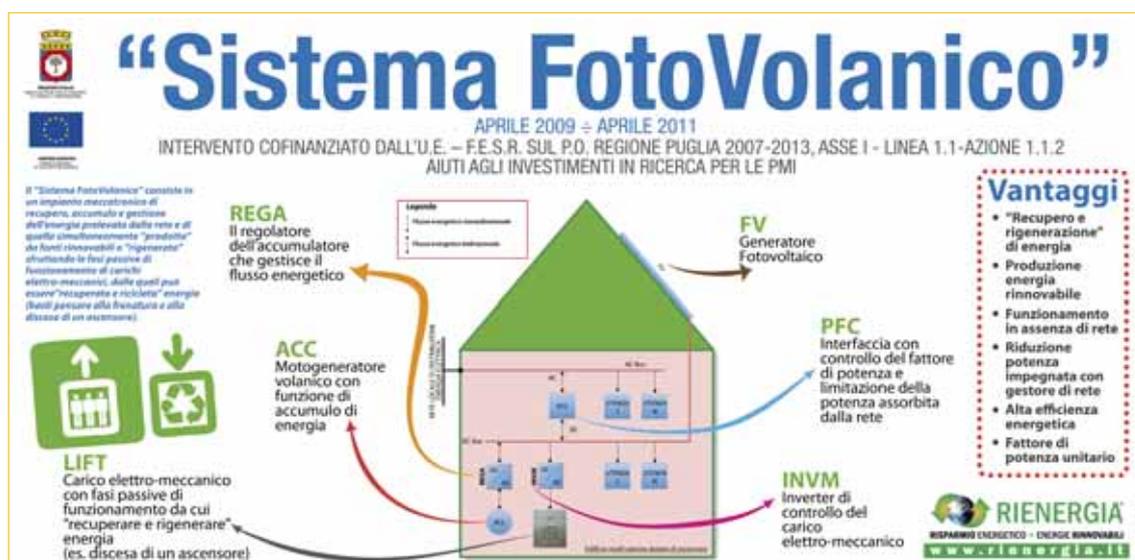


Figura 1. Schema a blocchi del Sistema FotoVolanico

Confronto tra le diverse tecnologie					
Sistema di accumulo	Batterie	Supercondensatori	Superconduttori	Volano	Volano vel.
Rendimento	Basso	Alto	Alto	Alto	Alto
Costo/Wh	Basso	Alto	Molto alto	Moderato	Alto
Costo/kW	Basso	Moderato	Alto	Basso	Moderato
Vita	3-5 anni	>8 anni	Molto lunga	Molto lunga	Molto lunga
N° cicli	<5000	Illimitati	Illimitati	Illimitati	Illimitati
Manutenzione	Alta	Bassa	Moderata	Bassa	Bassa
Impatto ambientale	Sì	Minimo	No	No	No
Densità di energia	Alta	Bassa	Alta	Modesta	Alta
Densità di potenza	Bassa	Alta	Alta	Alta	Alta
Bidirezionalità	No	Sì	Sì	Sì	Sì
Risposta dinamica	Media	Alta	Alta	Alta	Alta
Tempo di ricarica	Lungo	Ottimo	Ottimo	Ottimo	Ottimo
Temperatura	20-25°	0-40°	-40-40°	-25-40°	-25-40°

Tabella 1. Confronto tecnologie di accumulo

Pessimo
Accettabile
Ottimo

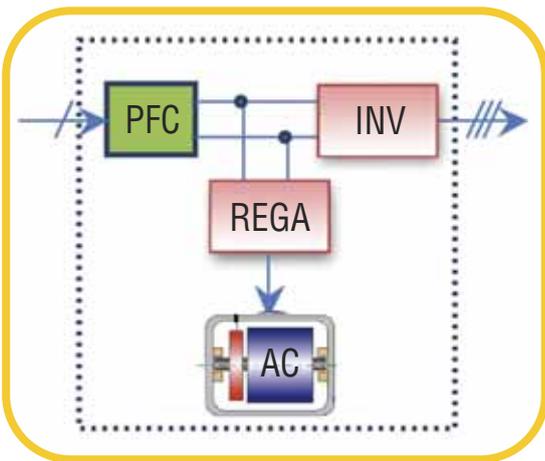


Figura 2. Schema a blocchi del Sistema FotoVolanico applicato ad ascensore idraulico

(Power Factor Corrector, ovvero correttore del fattore di potenza), da un inverter (INV) che controlla i carichi esterni, e un accumulatore volanico controllato da un inverter bidirezionale (REGA) ad alta velocità che si interfaccia attraverso una rete utente in corrente continua (DC BUS) al mondo esterno e attraverso cui scambia energia elettrica. Il motogeneratore volanico, cuore del sistema, “rigenera” nel DC BUS l’energia normalmente dissipata da carichi elettromeccanici (ascensori, montacarichi, motori per movimentazioni, etc.). Il Sistema FotoVolanico installato in un edificio, tampona i valori di picco di domanda di potenza durante l’intera giornata, abbassandone il valore medio: in tal modo garantisce la riduzione drastica della potenza impegnata globalmente dal complesso edilizio con il gestore di rete, minimizzando di conseguenza i costi elettrici di gestione. Gli edifici idonei all’installazione del Sistema FotoVolanico, sono soprattutto quelli multiutenza (es. condomini) dotati di ascensori, che rappresentano il carico

elettro-meccanico ideale per il moto-generatore volanico essendo contraddistinti da notevoli e periodiche fasi passive di funzionamento. La necessità applicativa degli ascensori infatti, è quella di assorbire elevate potenze (> 10kW) per tempi molto limitati. Il Sistema FotoVolanico consente nello specifico (figura 2) di “spalmare” la potenza richiesta anche nel tempo di non utilizzo, accumulando l’energia di discesa: ne deriva l’abbassamento della potenza da impegnare con il gestore di rete fino a soli 3kW con un sistema monofase e quindi benefici economici e ambientali non indifferenti, nonché la possibilità di realizzazione di apparecchi di sollevamento anche in quelle aree non strutturate per la connessione alla rete trifase. Senza trascurare i vantaggi derivanti dalla tecnologia fotovoltaica abbinata. Andare su e giù da un piano all’altro senza produrre emissioni di gas serra nocive per l’ambiente, senza dispendio di energia elettrica costosa, bensì utilizzando l’elettricità convertita dalla luce solare e recuperando l’energia altrimenti dissipata in discesa. Data la massiccia presenza nel nostro paese di ascensori (si contano 850mila unità), una diffusione di questo dispositivo sarebbe indubbiamente un ulteriore modo di risparmiare energia elettrica in modo intelligente sfruttando soluzioni applicabili a mezzi di uso comune. In generale, il Sistema FotoVolanico avvantaggia il gestore di rete, permettendo, in caso di nuove realizzazioni, di dimensionare la rete locale in base alla potenza media e non a quella di picco, evitando costosi sovradimensionamenti e, in caso di reti già esistenti, di rimandare complessi e costosi potenziamenti. Gli utenti finali avranno a disposizione energia elettrica qualitativamente migliore, in assenza di componente reattiva, con un risparmio economico non trascurabile, per effetto della diminuzione della potenza impegnata nei confronti del gestore di rete e degli incentivi previsti per il risparmio energetico (detrazioni fiscali). ■

Dario
Di Santo
FIRE



Cogenerazione: una soluzione molto efficiente ma poco sostenuta

La cogenerazione è l'unica soluzione tecnologica che si sia vista dedicare una direttiva europea, la 2004/8/CE. Da questo si capisce che viene considerata come una soluzione essenziale per raggiungere gli obiettivi dell'Unione al 2020. Del resto, la sua importanza in quest'ottica viene ribadita dall'Energy Efficiency Plan, emanato dalla Commissione ad inizio anno, e dalla conseguente bozza di direttiva sull'efficienza energetica attualmente in discussione (maggio).

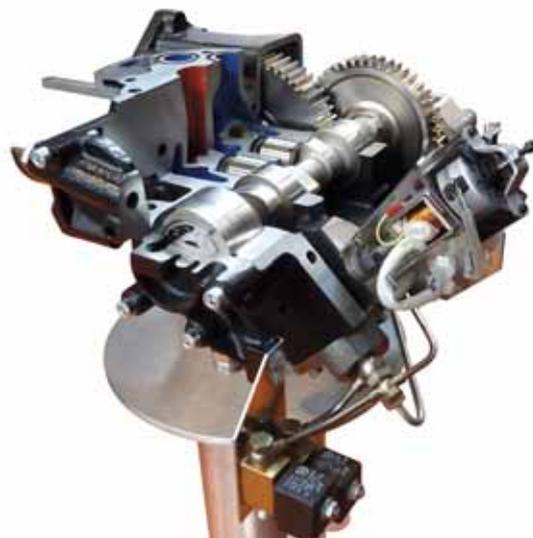
Anzi, quest'ultima, se venisse confermato quanto previsto al momento, oltre a richiedere di agevolare, tramite normative adeguate, il collegamento alla rete di impianti cogenerativi, prevede che i nuovi impianti di generazione elettrica del parco centralizzato siano obbligatoriamente cogenerativi e che gli utenti finali di grandi dimensioni che realizzino nuove strutture a meno di 50 km da reti di teleriscaldamento esistenti si colleghino obbligatoriamente ad esse. Due richieste molto forti, che avrebbero il merito di ragionare a livello di sistema e non solo di interessi singoli, avvicinando le utenze alle centrali e le centrali alle utenze (approccio peraltro normale in Paesi come la Svizzera, dove gli inceneritori si fanno in città produttrici di rifiuti e non nelle campagne).

Al di là di questo, nel nostro Paese la situazione si è in qualche modo cristallizzata. Da un lato, ci sono leggi che avrebbero dovuto far decollare il mercato, ma che sono rimaste inattuato per quanto riguarda lo sviluppo della cogenerazione (tanto per citarne alcune: legge 239/2004, d. lgs. n. 20/2007,

d. lgs. n. 115/2008, o la più ambigua legge n. 99/2009), dall'altro, un mercato potenzialmente promettente e degli operatori di settore che faticano a mantenere i numeri del mercato, lottando contro i mulini a vento dei processi autorizzativi, degli allacciamenti e delle leggi raramente scritte bene. Peccato, perché con poco si sarebbe potuto ottenere molto, soprattutto rispetto ad alcune soluzioni rinnovabili molto incentivate, ma poco attente al recupero di calore, agli aspetti energetici e agli interessi della collettività.

In quest'ottica appare grave il ritardo dell'emanazione del decreto ministeriale che deve fissare le nuove regole per il riconoscimento dell'alto rendimento, in vigore dal 1 gennaio di quest'anno in base agli obblighi comunitari. Vero che la direttiva non lascia molti spazi, ma è sempre un elemento di poca chiarezza.

Dal momento che la speranza è l'ultima a morire, confidiamo che finalmente il settore possa giovare di regole chiare e durature, consentendo agli investitori di fare il loro mestiere e ai clienti di effettuare scelte più serene. Se questo avverrà, non assisteremo al mantenimento di un mercato, ma ad una crescita che potrà tornare utile al sistema Paese sotto vari punti di vista, consentendo agli operatori del gas di mantenere uno zoccolo duro di consumi, garantendo un migliore sfruttamento delle fonti primarie e rendendo il Paese meno sensibile sul fronte degli approvvigionamenti. In questo Focus facciamo il punto della situazione con i principali stakeholder.





INNOVATION AND APPLIED TECHNOLOGY

Società

STF è oggi riconosciuta come uno dei più importanti Gruppi Italiani Leader che opera a livello internazionale nella progettazione, costruzione e montaggio di Impianti per il settore Energia e Oil & Gas.

Qualità, alta tecnologia e una forte organizzazione ingegneristica rappresentano i fattori di successo riconosciuti dai clienti in uno scenario globale in continuo sviluppo.

Strategie di Gruppo – Priorita' Chiave

- Sviluppo della presenza del gruppo STF nei mercati strategici
- Consolidamento e posizione leader
- Investimenti e capacità innovativa

Missione

La missione di STF è la progettazione e la fornitura, allo stato dell'arte, di componenti per tutti i settori di produzione di energia inclusi Impianti Termoelettrici a carbone, a olio, a gas naturale, biomassa e Impianti Nucleari.

ADVANCED SOLUTION
EFFICIENT TECHNOLOGY

STF
S.p.A.

20013 Magenta (Mi) - Italy
Via Robecco, 20
Tel. +39 02 972091 Fax +39 02 9794977
e-mail: stf@stf.it - www.stf.it

BWE

DK - 2800 Kgs. Lyngby - Denmark
Lundtoftegardsvej 93A
Tel. +45 39 45 20 00 Fax +45 39 45 20 05
e-mail: info@bwe.dk - www.bwe.dk

Liliana
Fracassi

Gabriele
Susanna

Direzione
Ingegneria GSE,
Gestore
dei Servizi
Energetici



Lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento in Italia: la produzione del 2009

Contesto normativo

L'articolo 2, comma 8 del d. lgs. n. 79/1999 stabilisce che: «La cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas»

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (nel seguito l'Autorità) con la *deliberazione 19 marzo 2002, n. 42* ha stabilito che «Per cogenerazione si intende un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica, o meccanica, e di energia termica, entrambe considerate effetti utili, realizzato dalla sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfi entrambe le condizioni concernenti il risparmio di energia primaria (IRE) e il limite termico (LT)».

La delibera AEEG n. 42/2002 ha quindi definito gli indici IRE e LT e i valori dei parametri di riferimento ai fini del calcolo degli stessi. Valori aggiornati con la delibera n. 296/2005 e, successivamente, con la delibera n. 307/2007.

Con la *direttiva 2004/8/CE* sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia viene introdotto il concetto di cogenerazione ad alto rendimento; in particolare, nel definire la condizione di cogenerazione ad alto rendimento si introduce l'indice di risparmio energetico PES (*Primary Energy Saving*), concettualmente equivalente all'IRE, ma da calcolarsi con metodologie e parametri differenti. In entrambi i casi si valuta il risparmio di energia primaria ottenuto dall'impianto di cogenerazione confrontando

il consumo di energia primaria di un'ipotetica produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica.

La direttiva impone un valore minimo del rendimento globale dell'80% (per ciclo combinato e turbina a vapore con spillamento), o del 75% (per le restanti tecnologie di cogenerazione). Per gli impianti che non soddisfino tale criterio verrà considerata come prodotta in cogenerazione una frazione dell'energia elettrica totale prodotta, calcolata moltiplicando l'energia termica utile per un coefficiente C. Stabilita

la quota di energia elettrica prodotta in cogenerazione è possibile calcolare l'indice PES e quindi il funzionamento o meno dell'impianto in cogenerazione ad alto rendimento.

La direttiva 2004/8/CE è stata recepita in Italia con il *decreto legislativo n. 20 dell'8 febbraio 2007*, il quale prevede che:

- fino al 31 dicembre 2010 è considerata cogenerazione ad alto rendimento quella che rispetta la definizione di cui all'articolo 2, comma 8 del D.Lgs. n. 79/1999, ossia che rispetta i parametri previsti dalla delibera n. 42/02 e s.m.i.;
- l'energia elettrica prodotta da cogenerazione ad alto rendimento ha diritto al rilascio della garanzia d'origine (GOc).

I benefici riconosciuti alla cogenerazione ad alto rendimento

Tra i principali benefici riconosciuti agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento si hanno:

- la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti con-

Attività economica	Potenza media installata (MW)
Case di riposo e simili	0,1
Impianti sportivi	0,1
Alberghi e ristoranti	0,1
Istruzione	0,2
Fabbricazione mobili	0,4
Commercio	0,8
Prodotti in metallo	1,0
Industria vetro	1,0
Ospedali	1,4
Industria tessile	1,5
Articoli in gomma e mat. plastiche	2,8
Industria ceramica	3,8
Concerie	6,1
Industria elettronica	9,0
Industria alimentare	9,2
Lavorazione legno	11,4
Non noto	13,1
Riscaldamento e teleriscald.	19,3
Industria cartaria	20,2
Industria automobilistica	33,4
Trasporti aerei	40,3
Industria chimica e petrolchimica	96,1
Raffinazione del petrolio	179,1

Tabella 1. Taglia media delle sezioni di CAR per alcune categorie di attività economica (anno 2009)

venzionali, dopo l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;

- l'esenzione dall'obbligo di acquisto di Certificati Verdi secondo quanto previsto dal decreto legislativo 79/1999;
- se di potenza nominale non superiore a 200 kW, il diritto ad accedere al servizio di "scambio sul posto" (deliberazione ARG/elt 74/08: Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto -TISP);
- procedure semplificate per la connessione alla rete elettrica (deliberazione ARG/elt 99/08: Testo integrato delle connessioni attive - TICA);
- possibilità di ottenere i "titoli di efficienza energetica" commerciabili (decreti 20 luglio 2004 del Ministero delle Attività Produttive recanti rispettivamente "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164");
- possibilità di ottenere Certificati Verdi per gli impianti connessi a reti di teleriscaldamento e che soddisfino alcuni requisiti riguardanti la data di entrata in esercizio (legge 23 agosto 2004, n. 239 e legge 23 luglio 2009, n. 99), oppure per impianti connessi a reti di teleriscaldamento a servizio di ambienti agricoli (legge 3 agosto 2009, n. 102).

Infine, l'articolo 30, comma 11) della legge 23 luglio 2009, n.99 stabilisce che venga riconosciuto un regime di sostegno per la "cogenerazione ad alto rendimento" per un periodo non inferiore a dieci anni sulla base del risparmio di energia primaria, limitatamente alla "nuova potenza" e ai rifacimenti di impianti esistenti.

La cogenerazione ad alto rendimento in Italia nel 2009 (ipotesi di applicazione della direttiva europea 2004/8/CE)

Allo scopo di definire l'ambito e gli effetti dell'applicazione della direttiva europea

Attività economica	Potenza totale installata (MW)
Istruzione	0,2
Case di riposo e simili	0,3
Fabbricazione mobili	0,4
Alberghi e ristoranti	0,4
Prodotti in metallo	1,0
Industria vetro	1,0
Impianti sportivi	1,4
Commercio	3,1
Concerie	6,1
Industria tessile	6,1
Articoli in gomma e mat. plastiche	11,1
Ospedali	20,6
Industria elettronica	27,0
Lavorazione legno	45,7
Industria ceramica	76,8
Trasporti aerei	80,5
Industria automobilistica	133,6
Industria alimentare	184,4
Industria cartaria	747,0
Riscaldamento e teleriscald.	1.292,3
Raffinazione del petrolio	1.970,0
Industria chimica e petrolchimica	2.018,3
Non noto	2.401,7

Tabella 2. Potenza installata di CAR per le principali attività economiche (anno 2009)

2004/8/CE, facendo le opportune semplificazioni per uniformare le due modalità di riconoscimento, sono stati applicati ai dati di riconoscimento della cogenerazione per la produzione 2009, ricevuti dal GSE nelle dichiarazioni annuali, i criteri fissati dalla direttiva stessa.

Per il calcolo dell'indice di risparmio ener-

getico PES si è tenuto conto della "Decisione della Commissione del 21 dicembre 2006 n. C(2006) 6817", che fissa i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore, in applicazione della direttiva 2004/8/CE". Gli impianti che nel 2009 hanno prodotto in cogenerazione ad alto rendimento (CAR)

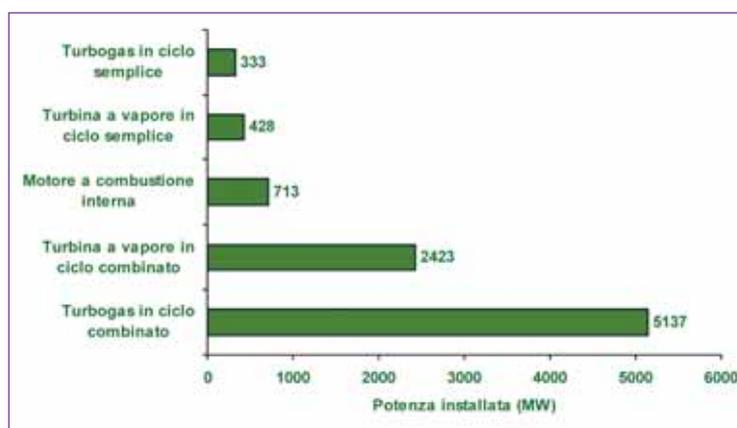


Figura 1. Potenza installata in impianti di CAR suddivisa in funzione del ciclo termico impiegato (anno 2009)

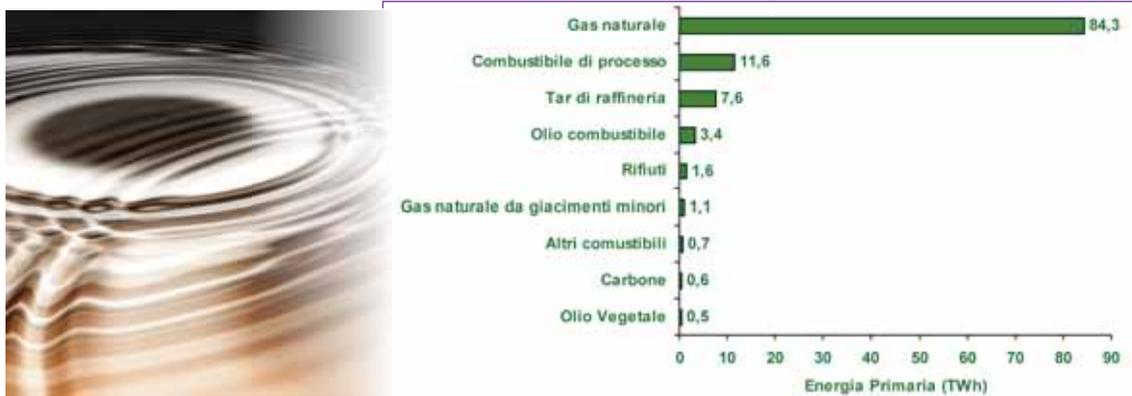


Figura 2. Principali tipi di combustibile, e relative quantità totali, impiegati da impianti di CAR nel 2009

rappresentano una potenza elettrica installata di circa 9000 MW complessivi, composti in maggioranza da impianti di taglia piccola e media.

La *tabella 1* riporta la potenza media delle sezioni di CAR per le principali attività economiche¹, civili o industriali. Gli impianti con taglie da qualche centinaio di kW sono per lo più destinati ad attività di servizio (case di riposo, impianti sportivi, alberghi

ecc.), mentre taglie di centinaia di MW sono tipiche della grande industria.

La *tabella 2* mostra la potenza installata di CAR per i principali settori di attività. In alcuni casi l'impiego del calore può essere molteplice all'interno di uno stesso sito: per esempio, in uno stabilimento per la produzione di ceramiche, una parte del calore cogenerato può essere impiegata per il processo produttivo e un'altra per riscaldare

lo stabilimento stesso o edifici adiacenti.

La *figura 1* riporta la potenza installata negli impianti di CAR suddivisa in funzione del tipo di motore primo: turbina a vapore, turbina a gas, motori a combustione interna. Per ciascun tipo viene precisato se si tratta di impiego singolo oppure associato a un motore di altro tipo (ad esempio: ciclo combinato gas-vapore).

La *figura 2* illustra il peso relativo dei principali combustibili impiegati in CAR. Il combustibile di più comune impiego è il gas naturale, seguito dai combustibili di processo e dal TAR di raffineria. Come già accennato, gli impianti di CAR sono spesso associati a stabilimenti industriali. In alcuni casi, lo stabilimento industriale produce, come residui di lavorazione, gas con un contenuto energetico significativo, il quale viene ceduto all'impianto di CAR per essere utilizzato come combustibile. Ciò accade, ad esempio, negli impianti petrolchimici o siderurgici e nelle raffinerie.

Oltre all'indice PES, un altro parametro comunemente adottato per valutare l'efficienza energetica degli impianti di CAR è il *rendimento di primo principio* η_1 , ossia il rapporto tra la somma delle energie rese all'utenza e quella delle energie fornite dalla fonte primaria:

$$\eta_1 = \frac{Ee + Et}{Ec}$$

dove:

- Ee è l'energia elettrica (o meccanica) utile totale;
- Et è l'energia termica totale, al netto delle perdite per la trasmissione del calore;
- Ec è l'energia totale resa dalla fonte energetica primaria (combustibile).

Attività economica	Rendimento medio (%)	PES medio (%)
Industria alimentare	81	22
Impianti sportivi	79	17
Ospedali	77	16
Case di riposo e simili	77	11
Industria ceramica	77	18
Articoli in gomma e mat. plastiche	77	20
Prodotti in metallo	77	19
Industria tessile	75	20
Lavorazione legno	75	26
Commercio	74	21
Istruzione	73	8
Alberghi e ristoranti	72	11
Industria cartaria	71	18
Riscaldamento e teleriscald.	70	30
Trasporti aerei	69	17
Industria chimica e petrolchimica	69	29
Concerie	67	32
Industria elettronica	66	14
Industria vetro	64	24
Raffinazione petrolio	58	28
Industria automobilistica	57	22
Fabbricazione mobili	53	10

Tabella 3. Prestazioni degli impianti di CAR nel 2007: rendimento di primo principio e indice PES per le principali categorie di attività (anno 2009).

Il rendimento di primo principio considera dunque sia l'energia elettrica che quella termica prodotte dall'impianto. In *tabella 3* sono riportati, per le varie categorie di attività associate agli impianti di CAR, i valori medi ponderali del rendimento di primo principio e dell'indice PES, relativi alla produzione 2009.

Si osserva che l'indice PES ed il rendimento sono largamente indipendenti l'uno dall'altro. Infatti, a fronte di rendimenti elevati possono trovarsi associati indici PES modesti, ciò si spiega agevolmente considerando il diverso significato dei due indici.

Il rendimento è un parametro che rappresenta esclusivamente in che maniera l'impianto ha prodotto l'energia elettrica e l'energia termica in funzione dell'energia primaria consumata, ossia rappresenta quanto l'impianto ha prodotto in maniera "efficiente".

L'indice PES, invece, rappresenta quanto l'impianto ha permesso di risparmiare, in termini di energia primaria, rispetto agli impianti convenzionali che esso sostituisce.

Il rendimento di primo principio e l'indice PES non possono quindi considerarsi equivalenti. Per tale ragione, la direttiva tiene conto di entrambi: il rendimento di primo principio interviene nei calcoli puramente energetici (determinazione dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione); il PES definisce invece gli impianti di CAR.

Conclusioni

Sono state analizzate alcune caratteristiche generali della cogenerazione in Italia durante l'anno 2009. Attraverso l'analisi dei risultati risulta chiaro quanto la cogenerazione possa essere un concreto strumento per realizzare risparmi di energia primaria e per ridurre quindi le emissioni di inquinanti e gas serra. Si è osservato che due diversi indici di efficienza energetica (il rendimento di primo principio e l'indice PES) possono fornire, in molti casi, indicazioni divergenti.

Sarebbe quindi auspicabile che i futuri criteri per l'incentivazione della cogenerazione si basassero su entrambi gli indicatori. ■

NOTA

1. Per alcuni degli impianti non sono disponibili informazioni sul settore di attività dell'azienda.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".
- [2] Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2002, Deliberazione n. 42/02, "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come CAR ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".
- [3] European Parliament and Council, 2004, Directive 2004/8/EC, "Promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market".
- [4] Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20, "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della CAR basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE".
- [5] Ministero delle Attività Produttive, decreto 20 luglio 2004, "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".
- [6] Ministero delle Attività Produttive, decreto 20 luglio 2004, "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164".
- [7] Legge 23 agosto 2004, n. 239, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".
- [8] Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2004, deliberazione n. 60/04, "Avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico per intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di CAR".
- [9] Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2004, delibera n. 215/04, "Approvazione del Regolamento per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di CAR".
- [10] Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2005, delibera n. 296/05, "Aggiornamento dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02".
- [11] Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2008, delibera ARG/elt 74/08, "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)".
- [12] Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2008, Delibera ARG/elt 99/08 "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)".
- [13] Commissione Europea, 2006, decisione della Commissione del 21 dicembre 2006, "Che fissa valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio", n. C(2006) 6817.
- [14] Commissione Europea, 2008, decisione della Commissione del 19 novembre 2008, "che stabilisce linee guida dettagliate per l'applicazione e l'utilizzo dell'allegato II della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio", n. C(2008) 7294.
- [15] G. Dell'Olio, "Nuovi criteri per la cogenerazione ad alto rendimento: più severi o più blandi?", *Gestione energia* 3/2010.
- [16] G. Dell'Olio, "Cogenerazione ad alto rendimento: nuovi criteri di valutazione", *L'Energia Elettrica* 37 marzo/aprile 2010.
- [17] G. Dell'Olio, "Cogenerazione: costi ed emissioni più ridotti", *Energia Ambiente* settembre/ottobre 2010.
- [18] G. Dell'Olio, "Impianti di cogenerazione: analisi dei sei anni di esercizio", *Power Technology* gennaio/febbraio 2010.
- [19] EUROSTAT, 2001, "Combined Heat and Power production (CHP) in the EU - Summary of statistics 1994-1998".
- [20] Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2007, delibera n. 280/07, "Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04".
- [21] ISTAT, 1991, "Classificazione delle attività economiche".
- [22] UNIPEDE, 1991, "Terminologie utilisées dans les statistiques de l'industrie électrique".

Carlo
Belvedere

Segretario
Generale
Ascomac Cogena



Efficienza energetica. “Fare di più con meno là dove serve” per la liberalizzazione del mercato elettrico e la competitività del Sistema Italia

L'economia delle rinnovabili e dell'efficienza energetica si fonda su alcune parole chiave come liberalizzazione del mercato, generazione distribuita di energia da fonti rinnovabili e da cogenerazione, fornitura energetica integrata, bioedilizia, edifici, territorio, sito, distretto, reti energetiche elettriche e termiche, reti elettriche con obbligo di connessione di terzi, reti elettriche private, smart grids, internet, infrastrutture e tecnologie di stoccaggio dell'energia, teleriscaldamento, mobilità sostenibile: “energia là dove serve”.

Senza una strategia sono solo parole! L'efficienza energetica è una delle condizioni per raggiungere gli obiettivi del cosiddetto 20-20-20 non solo in termini di potenzialità; è una, anzi, la sfida che il nostro Paese deve cogliere per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre le emissioni di gas a effetto serra e di altri inquinanti.

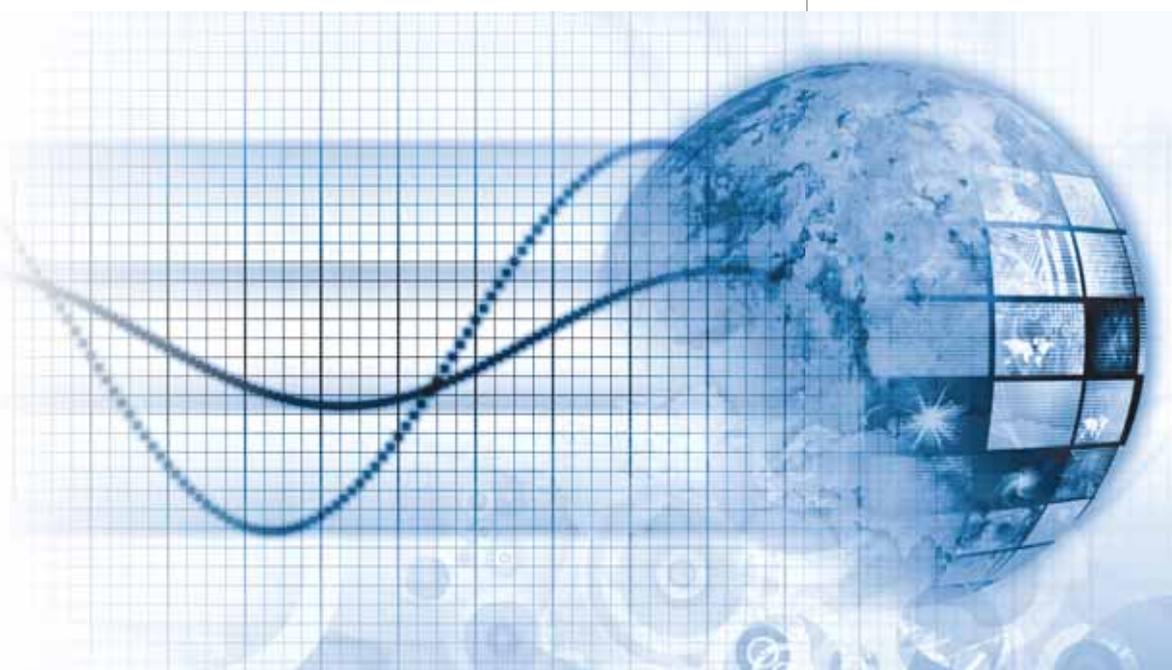
La valenza e l'efficacia dell'efficienza energetica si traduce in quei programmi di miglioramento e, cioè, in tutte quelle attività incentrate su gruppi di clienti finali che si tra-

ducono in miglioramenti dell'efficienza energetica verificabili e misurabili o stimabili. Competenze, Capacità, Professionalità, Passione per centrare l'obiettivo ci sono tutte. Manca la Strategia.

E allora un “nuovo approccio” è urgente e necessario.

Il Sistema Paese ha bisogno di una politica di breve, medio e lungo termine che:

- realizzi da subito il connubio efficienza energetica, risparmio energetico, fonti rinnovabili sia per chi produce, sia per chi autoproduce ed autoconsuma, sia per chi consuma soltanto energia termica ed elettrica;
- creda sulle fonti rinnovabili non come un costo da incentivare, ma come seria e sempre più necessaria opportunità di sviluppo economico, occupazionale ed infrastrutturale;
- attiri, per questo, fiducia ed investimenti diffusi di quei cittadini che, con il loro contributo economico, sono i veri finanziatori di investimento diffuso sul territorio locale e nazionale;
- investa sia nella generazione dell'energia verde ed efficiente, sia nella rete energetica locale a partire da realtà condominiali, zonali, locali, distrettuali etc.;
- preveda regimi di sostegno all'investimento e all'esercizio efficaci, legati



all'efficienza della tecnologia, all'efficienza dei risultati, non discriminatori e soprattutto non speculativi;

- introduca la rivoluzione della semplicità dei regimi autorizzativi che non significa far quello che si vuole, ma realizzare impianti e reti nell'ambito di un programma normativo chiaro, di regole certe, semplici, attuabili, a date certe;
- valorizzi il consumatore finale non penalizzandolo, ma informandolo e sostenendolo nell'acquisto consapevole non solo della nuova energia verde ed efficiente, ma anche nei sistemi ed apparati tecnologicamente efficienti a minor consumo energetico.

Serve un'azione di governo che dia un effettivo impulso e sviluppo:

- alla politica industriale sia di generazione di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili, con le tecnologie più efficienti, sia di generazione di energia da cogenerazione ad alto rendimento;
- alla politica di efficientamento energetico dei settori agricolo, terziario, residenziale, industriale, etc.;
- alla politica di utilizzo/consumo di energia rinnovabile ed efficiente da parte del consumatore utilizzatore/cliente finale che è poi, giova ricordarlo, colui il quale supporta lo sviluppo dell'energia "verde ed efficiente" e sopporta gli oneri senza, ad oggi, un ritorno apprezzabile ed alcuno del proprio investimento;
- alla politica riguardante lo sviluppo delle reti elettriche efficienti senza obbligo di connessione di terzi per il trasferimento di energia generata sul territorio e consumata in sito da utenze aggregate.

Le reti energetiche

I due termini *Impianto-Rete* non possono essere disgiunti. Gli effetti di questa separazione sono sotto gli occhi di tutti: localizzazione di energia prodotta localmente senza infrastrutture di rete adeguate e intelligenti, non solo del distributore ma anche private, finisce per ingolfare il sistema. Siamo convinti che la liberalizzazione della produzione di energia in Italia sconti la mancata liberalizzazione della distribuzione. Ciò significa un volume in crescita di nuova produzione "locale" ed una "difficoltà" di immissione in rete", sia burocratica che tecnica.

Si tratta di indirizzare la politica delle reti verso un "nuovo approccio energetico" che fondi i propri requisiti essenziali sul binomio: "generazione - utilizzo", "impianto - rete", ponendo strutturalmente le basi per una corretta e programmata valorizzazione dell'energia "verde (FR) ed efficiente (CAR)" generata sul territorio e utilizzata in sito, con evidenti vantaggi in termini di competitività della generazione di energia "là dove serve", oltre che di conseguimento di diversi obiettivi quali: riduzione dei fenomeni speculativi, dei consumi di combustibile, del costo di uso delle reti, programmazione, corrispondenza e riequilibrio "domanda/offerta" di energia non solo elettrica, ma anche termica, diffusione a beneficio di pluralità di utilizzatori finali in sito.

In questo senso, la politica di promozione e sostegno - normativo, tecnico, economico, fiscale, regolatorio - va indirizzata, oltre che alla generazione di energia per la relativa immissione in rete, anche alla generazione di energia ed al relativo utilizzo in sito, attraverso reti intelligenti capaci di "programmare" sia la generazione/consumo per il fabbisogno in sito, dall'accensione della lampadina alla ricarica del veicolo elettrico nel cortile condominiale, sia l'accesso alla rete con obbligo di connessione di terzi.

E la cogenerazione?

Tirando le somme, dal recepimento della direttiva 2004/8/CE, avvenuto nell'ormai lontano 2007, la cogenerazione ha potuto avvalersi di alcuni provvedimenti attuativi: pura tattica. Ma la strategia dove è?

Senza nemmeno scomodare i numeri di altri Paesi, che la dicono lunga sulla diffusione dell'efficienza energetica e della cogenerazione che ne è un asse portante, in Italia un quadro normativo incompleto ci relega "puntuali ultimi" in termini di competitività. Se l'energia, come da più parti segnalato, costa almeno il 30% in più, perché non si attuano e/o si adottano provvedimenti semplici, chiari e non discriminatori in tema di efficienza energetica? Basterebbe meramente "copiare" quello che l'Unione Europea ha indicato in diverse direttive e nei relativi Piani Europei.

Nel Documento UE "Piano di efficienza energetica 2011", al paragrafo relativo alla "Efficienza energetica per un'industria eu-

ropea competitiva - Generazione efficiente di calore e di elettricità" è riportato quanto segue: "Un maggiore ricorso alla cogenerazione (ad alto rendimento), proveniente anche da impianti di trattamento dei rifiuti urbani, e al teleriscaldamento e teleraffreddamento può contribuire notevolmente all'efficienza energetica. La Commissione proporrà pertanto che, ove la domanda potenziale sia sufficiente, ad esempio dove esiste una concentrazione adeguata di edifici o di industrie nelle vicinanze, l'autorizzazione per nuova generazione di energia termica debba essere subordinata alla sua combinazione con sistemi che consentano l'utilizzo del calore ("produzione combinata di calore e di elettricità" - CHP) e che i sistemi di teleriscaldamento siano associati per quanto possibile alla generazione di elettricità".

Proprio su questo punto, efficienza energetica distribuita sul territorio e diffusa in sito, Cogena ha recentemente presentato un Documento di Proposta al Governo ed al Parlamento in materia di Sistemi di distribuzione chiusi.

Lo schema di decreto legislativo di recepimento all'esame del Parlamento per il relativo parere non prevede i "Sistemi di distribuzione chiusi" espressamente richiamati al Considerando n. 30 e disciplinati dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE. Cogena ha chiesto che tale soluzione impiantistica, vero e proprio strumento di competitività e di concorrenza, finalizzata a garantire l'efficienza ottimale di una fornitura energetica integrata venga inserita ed attuata con lo schema di decreto legislativo ora all'esame parlamentare.

La mancata previsione dei Sistemi di distribuzione chiusi rappresenta un grave danno per l'efficienza energetica del Sistema Paese ed i conseguenti costi di approvvigionamento dell'energia, oltre a non dare attuazione piena e completa alla direttiva, ai principi di diritto e a disposizioni contenute in altre leggi dello Stato.

In merito alla mancata previsione nello schema di decreto dell'art. 28, direttiva 2009/28/CE, segnalata altresì dall'AEEG e dal GSE, il disciplinare i Sistemi di distribuzione chiusi, già richiamati da diversi recenti provvedimenti normativi (d.lgs. n. 115/2008, l. n. 99/2009, D.M. 10 dicembre 2010), significa finalmente sviluppare il sistema di

generazione ed utilizzo in sito di energia anche elettrica a favore di utenze aggregate. Più nello specifico l'Associazione, tenuto conto della proposta presentata dall'AEEG in ordine alla applicazione della attuale regolazione ai Sistemi di distribuzione chiusi, ha segnalato alcune osservazioni ed integrazioni di seguito riportate:

a) *acquisizione, nel decreto legislativo, dei criteri alla base della disciplina RIU*

- qualificando il sistema di distribuzione chiuso con unità di produzione di energia da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, cassando la configurazione delle sole unità di consumo;
- eliminando gli elementi tecnici distortivi e limitativi della concorrenza contenuti nell'art. 33, legge n. 99/2009, estendendo la applicazione a tutti i settori economici previsti dalla direttiva
- rimuovendo gli ostacoli di natura tecnica;
- prevedendo la aggregazione di utenze costituite anche da MPMI - micro, piccole e medie imprese;

b) *attribuzione della relativa regolazione all'Autorità medesima, che potrà definire un sistema di distribuzione chiuso come utente del sistema di trasmissione o di distribuzione in maniera aggregata;*

c) *previsione della modifica delle concessioni di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica già rilasciate per prevedere l'introduzione degli SDC mediante appositi decreti del MSE.*

Giova ricordare che, a circa dodici anni dalla emanazione del d.lgs. n. 79/1999, anche esso in materia di mercato elettrico, l'attuazione dei Sistemi di distribuzione chiusi all'interno di siti industriali, commerciali, o di servizi condivisi rappresenta l'occasione per completare, ancorché riferita a specifica fattispecie, quella liberalizzazione del mercato elettrico iniziata con la libera produzione di energia alla quale, pur tuttavia, non corrisponde, ad oggi, un'eguale liberalizzazione dell'utilizzo dell'energia generata, trasferita attraverso rete privata senza obbligo di connessione di terzi nell'ambito dello stesso sito, geograficamente delimitato, a pluralità di soggetti connessi attraverso un sistema di distribuzione chiuso, in virtù di un programma di miglioramento di efficienza energetica.

I Sistemi di distribuzione chiusi, caratterizzati da impianti efficienti di generazione di energia sia termica, che elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, collegati a utenze aggregate nello stesso sito delimitato geograficamente:

- costituiscono una risposta territorialmente efficiente alla domanda localizzata di energia nel nostro Paese, realizzando un vero e proprio distretto energetico, in linea con il federalismo elettrico, quale strumento organizzativo di adeguata valorizzazione e di corretta programmazione e riqualificazione anche energetica del territorio;
- possono svolgere, a livello economico, un ruolo territorialmente strategico, potendo attirare investimenti privati non solo nella generazione di energia tal quale, ora rivolta troppo spesso alla rincorsa di tariffe incentivanti più o meno stabili nel tempo, ma anche nella realizzazione di reti intelligenti, finalizzata all'interazione ed integrazione produttore/consumatore, attraverso la previsione delle richieste di consumo e il bilanciamento tra produzione distribuita e domanda di energia elettrica a livello locale.

Il Documento Cogena di Proposta, trasmesso al Governo ed al Parlamento alle Camere, è consultabile sul sito www.ascomac.it

Ritardi burocratici e legislativi

Il quadro normativo sulla cogenerazione, chiaro a livello europeo, in Italia è ancora privo di certezze per le imprese fornitrici, per il cliente finale, per l'investitore: basti pensare che ad esempio il d.lgs. n. 20/2007 attende da quattro anni i decreti attuativi in materia di: riconoscimento della CAR (All. II e III, d.lgs. n. 20/2007), regime di sostegno (art. 6, d.lgs. n. 20/2007), semplificazione fiscale della microcogenerazione (art. 30, comma 16, l. n. 99/2009). Il ritardo strutturale, poi, nell'attuazione delle leggi attraverso i decreti attuativi è un fatto ormai noto da tempo, che finisce per creare un affollamento di norme che disciplinano, senza peraltro poi farlo, il medesimo argomento. Basti pensare, ad esempio, in materia di autorizzazioni ai

circa sette anni per attuare le Linee Guida previste dal d.lgs. n. 387/2003.

Un approfondimento particolare lo merita il sostegno assicurato agli impianti di cogenerazione, entrato in esercizio nel periodo 1999-2007, dall'art. 29, d.lgs. n. 28/2011. Il comma 4 prevede un regime di incentivazione "speciale" dedicato ad impianti cogenerativi entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999 e prima della data di entrata in vigore del d.lgs. n. 20/2007.

Gli impianti in questione - 1999/2007 e precedenti - hanno già *ampiamente* usufruito di regimi di sostegno a partire dal cosiddetto CIP 6, ora in esaurimento, e continuerebbero ad usufruire di "nuovi" incentivi, sottraendo in ogni caso risorse allo sviluppo di nuovi impianti e gravando ulteriormente la voce A3 a carico del cliente finale.

Il principio di non cumulabilità previsto dalla bozza di D.M. attuativo dell'art. 6, d.lgs. n. 20/2007, risulta "violato", in quanto si stabilisce il divieto di cumulo di più regimi di sostegno "contemporanei" per gli impianti dal 2007 in poi, ma non la possibilità per impianti che hanno già beneficiato di regimi di sostegno - 1999-2007 - di continuare ad usufruire dei nuovi incentivi, pur essendo entrati in esercizio oltre dieci anni fa.

Tra l'altro tale previsione si riferisce all'impianto tal quale, senza neppure una minima previsione di "rifacimento". Inoltre l'impianto, a partire dal 1999, risulta equiparato al cosiddetto alto rendimento, dal momento che lo schema di D.M. disciplinerà il sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento.

Sul tema in esame si rinvia alle analisi e proposte articolate da diversi documenti dell'AEEG illustrati nel corso di diverse audizioni parlamentari.

Tanto si è fatto, ma molto di più si deve fare per l'efficienza energetica e per la cogenerazione a partire dal *Piano straordinario di efficienza energetica*, che contiene diverse specifiche sulla cogenerazione. Un Piano, purtroppo, in puntuale *ritardo e, con esso*, la strategia per l'efficienza energetica e la competitività del Sistema Italia.

Da bravi operatori "*attendiamo*" fiduciosi, auspicando che la tecnologia ad alta efficienza, come la cogenerazione ad alto rendimento, da cronaca, nel frattempo, non diventi storia. ■

**Siete sicuri
di sapere quale sia
la fonte di energia
più adatta a voi?**



Dall'analisi accurata delle vostre esigenze, come base per uno studio di fattibilità sostenibile, vi supportiamo durante tutto il percorso di realizzazione del progetto e nelle attività di manutenzione post vendita.

WWW.CEFLAIMPIANTI.COM

**Alimenta le aziende,
sostiene l'ambiente.**

cefla
impianti group

Enrico
Biele
Marco
Bramucci
FIRE



Cogenerazione e Certificati Bianchi

Nel campo dell'efficienza energetica la cogenerazione gioca un ruolo di prim'ordine, presentando notevoli vantaggi energetici, di impatto ambientale ed economici rispetto alla produzione separata di energia elettrica e termica. I vantaggi economici assumono diverse forme, alcune più note, quali la defiscalizzazione del gas naturale o, per impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER), la possibilità di richiedere Certificati Verdi e altre un po' meno conosciute. È quest'ultimo il caso del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), altrimenti detti Certificati Bianchi, per la valorizzazione dell'energia elettrica generata e, in particolare, dell'energia termica recuperata.

Vengono di seguito esposte alcune valutazioni e considerazioni sull'applicazione del meccanismo dei TEE alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR), con par-

ticolare attenzione alle opportunità offerte dalla cogenerazione a biomasse.

È innanzitutto interessante osservare che alla CAR vengono riconosciuti titoli per 10 anni. Tale arco temporale rappresenta un'eccezione nel meccanismo, laddove i risparmi energetici vengono in generale riconosciuti per 5 anni, fatta eccezione per gli interventi sull'involucro edilizio per i quali vengono rilasciati titoli per 8 anni.

Applicazioni e considerazioni

Per la valutazione dei risparmi conseguibili con la CAR si procede in due maniere, a seconda del settore di applicazione:

- 1) utilizzando le schede analitiche 21 bis e 22 bis, nel caso in cui il campo di applicazione sia il civile, ossia commerciale, residenziale e terziario

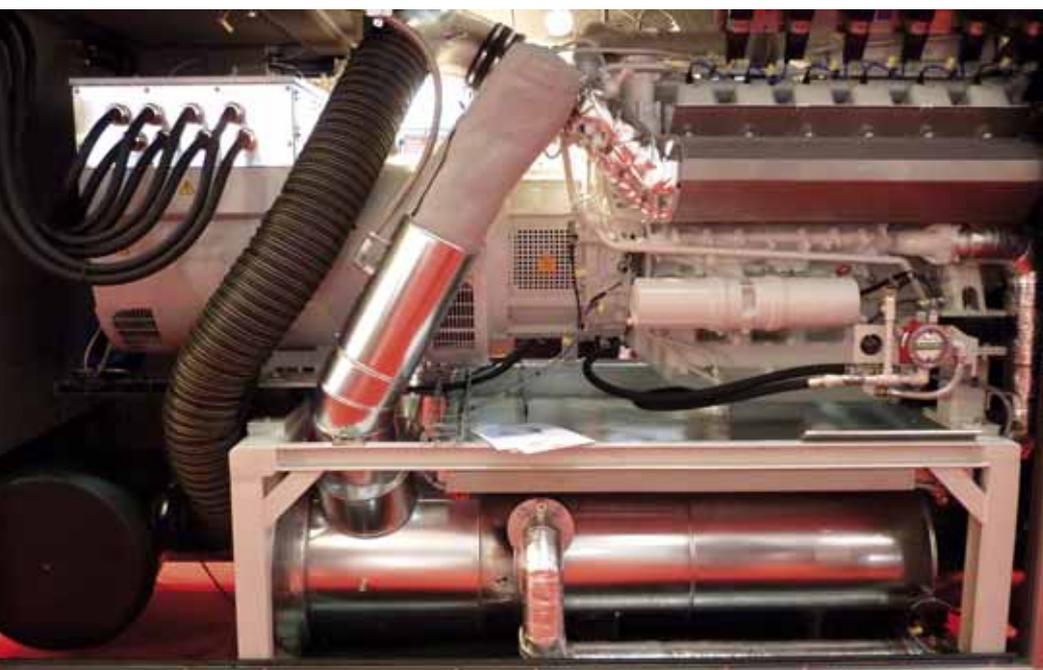
- 2) mediante la valutazione a consuntivo negli altri casi.

- 1) Si premette che entrambe le schede, approvate ad aprile 2010, sono la versione successiva delle schede 21 e 22 relative alle stesse tecnologie, che sono rimaste bloccate per circa quattro anni a seguito di vicende amministrativo/giudiziarie e di adeguamento all'evoluzione normativa. Tale blocco ha sostanzialmente azzerato le possibilità di richiedere titoli per un lungo periodo, tant'è che, a dicembre 2010, la percentuale dei titoli emessi per produzione elettrica e termica per uso civile costituiva il 2% del totale dei risparmi, con circa 100 ktep di cui la maggior parte attribuibile alla scheda 22 bis.

In base a valutazioni FIRE sulla scheda 21 bis, i risparmi conseguibili con un cogeneratore di piccola-media taglia alimentato a gas naturale, con le caratteristiche riportate in fig.1, ammontano a circa 165 tep/anno, di cui 100 tep attribuibili ai risparmi di energia elettrica e i restanti ai risparmi di gas naturale. Considerando un valore di 90 €/TEE, ipotizzato costante sul periodo di riconoscimento dei titoli, e un tasso di sconto del 5%, l'impatto economico dei titoli sul costo iniziale dell'impianto si aggira intorno al 15-20%, valore di tutto rispetto se confrontato con i ritorni economici della maggior parte delle schede semplificate.

Nel caso in cui si aggiungesse un gruppo frigorifero a 5.500 ore equivalenti di funzionamento, in cui l'aumento di costo rispetto al caso precedente è giustificato dalla possibilità di utilizzare il calore per alimentare un gruppo frigorifero ad assorbimento, i risparmi risulterebbero pari a 174 tep/anno.

Nelle valutazioni si è volutamente assunto un numero di ore equivalenti di funzionamento lontano dalle piene potenzialità delle macchine, in quanto nel settore civile (ad esempio condomini, centri commerciali, uffici) non è facile impiegare al meglio l'energia elettrica e l'energia termica prodotta, data la discontinuità degli usi a valle del cogeneratore. Fanno eccezione alcuni casi, quali i centri sportivi con piscine, laddove l'acqua può essere utilizzata come accumulatore di energia termica.



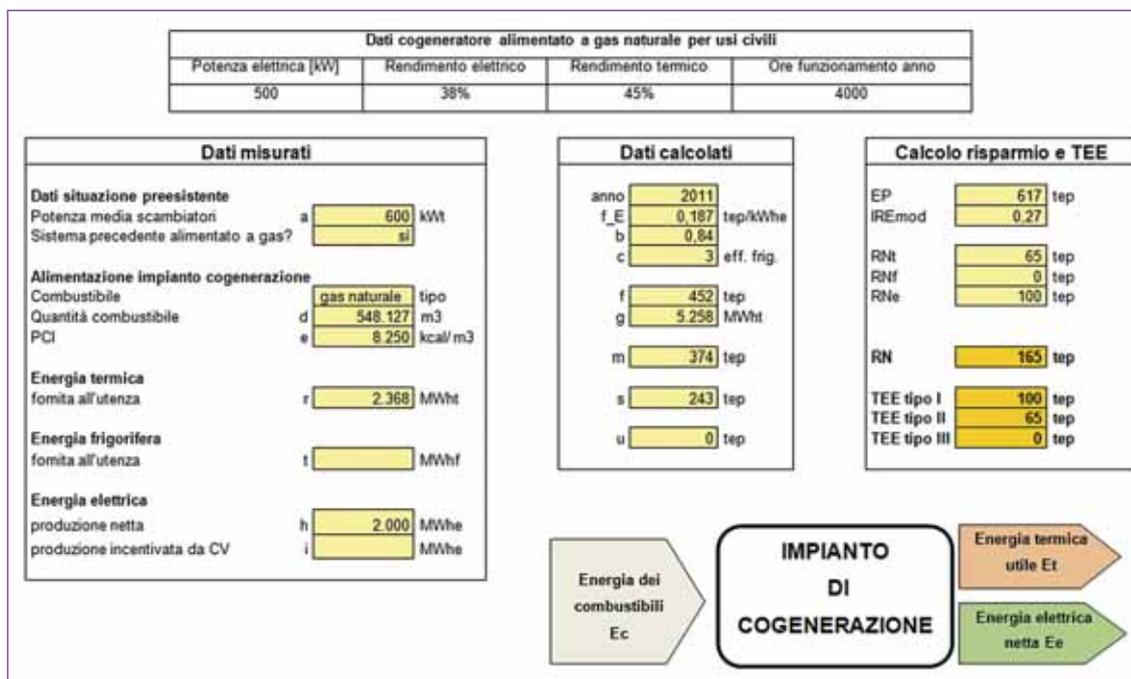


Figura 1. Valutazioni per impianto di cogenerazione a gas naturale per uso civile

2) La metodologia a consuntivo presenta, a fronte di una maggiore complessità rispetto alle schede semplificate, alcune interessanti caratteristiche: in primis la flessibilità, in quanto passano per il consuntivo gli interventi di efficienza non compresi nelle schede, che sono numerosi ed energeticamente interessanti, e la possibilità di cumulare in un'unica proposta più interventi presso un unico cliente.

Stante la possibilità di applicare il metodo a consuntivo in tutti i settori, tale metodo trova attualmente una naturale applicazione nel settore industriale, per una serie di ragioni: la scarsità di schede semplificate per tale settore e la possibilità di conseguire, per realtà di medie o grandi dimensioni, consistenti risparmi dati i rilevanti consumi in gioco. Conseguentemente le soglie minime di risparmio costituiscono un problema minore rispetto ad altri tipi di interventi.

Secondo le statistiche fornite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la tecnologia che ha giocato il ruolo di prim'ordine all'interno della metodologia a consuntivo è la cogenerazione in campo industriale. Più in generale tale tecnologia si è guadagnata un posto di tutto rispetto all'interno delle tecnologie efficienti, divenendo per alcuni settori lo standard di riferimento per la pro-

duzione di energia elettrica e termica; è ad esempio il caso del settore cartario, per il quale, all'interno del meccanismo dei TEE, nel caso di installazione di un impianto di cogenerazione, il riferimento non è la produzione separata ma la cogenerazione stessa; questo ovviamente a meno di non avere un impianto ante intervento più efficiente della media del settore, nel qual caso il riferimento è costituito dall'impianto ante intervento.

Dunque si possono presentare tre casi per la cogenerazione industriale:

- la cogenerazione non è pratica corrente nel settore considerato - la baseline coincide con la generazione separata e la metodologia per la valutazione dei risparmi è analoga a quella della scheda 21bis, con qualche correttivo per i rendimenti di riferimento;
- la cogenerazione è pratica corrente, ma non era presente *ex-ante* - la baseline si può calcolare con riferimento a un impianto virtuale di riferimento con IRE pari a IREmin (in attesa della pubblicazione delle nuove regole), utilizzando come consumo di riferimento quello della generazione separata;
- la cogenerazione è pratica corrente ed era presente *ex-ante* - usualmente si può considerare un impianto virtuale

che funzioni a parità di indice elettrico e di rendimento di primo principio e il risparmio sarà la somma algebrica fra il consumo dell'impianto virtuale, la valorizzazione in fonti primarie dell'aumento di produzione elettrica e l'opposto del consumo dell'impianto *ex-post*.

Per interventi come la cogenerazione industriale, anche le barriere legate all'informazione, al dedicare risorse per preparare le proposte e seguire l'iter delle stesse e la successiva compravendita dei TEE vengono nella pratica superate dato l'elevato risparmio energetico, e proporzionale ritorno economico, in gioco. Infatti sebbene l'impatto del valore dei titoli sul costo d'investimento non stravolga l'investimento, per valori assoluti in gioco dell'ordine delle centinaia o migliaia di TEE/anno, a cui corrispondono rispettivamente ordini di grandezza delle decine di migliaia o centinaia di migliaia di euro l'anno, vale sicuramente la pena impegnarsi per richiedere i titoli. Le linee guida che l'ENEA sta predisponendo costituiranno un valido supporto alla redazione di proposte a consuntivo. La cogenerazione industriale ha ottenuto complessivamente risultati interessanti nel meccanismo, rappresentando l'intervento più utilizzato nella metodologia a consuntivo, con un 39% sul totale dei titoli emessi

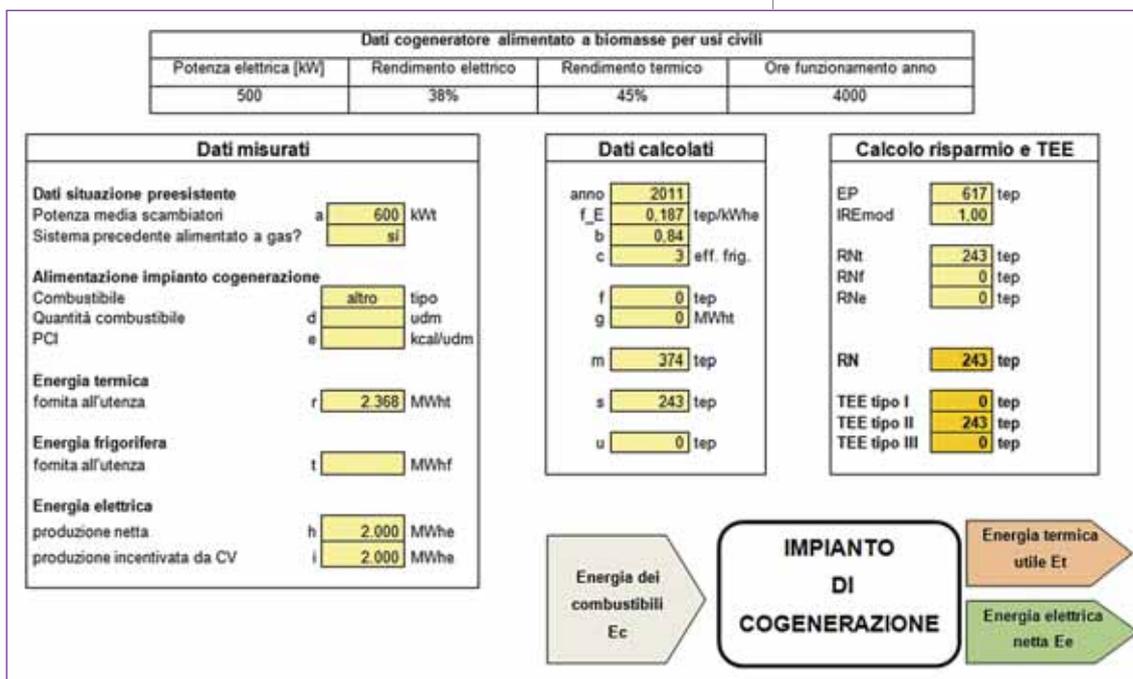


Figura 2. Valutazioni per impianto di cogenerazione a biomasse per uso civile

per progetti a consuntivo a fine dicembre 2010. In valore assoluto si tratta di circa 600 ktep sui circa 1,5 Mtep attribuibili nel complesso agli interventi a consuntivo.

Cogenerazione a biomasse

L'utilizzo delle biomasse (solide, liquide e gas) nella cogenerazione unisce i vantaggi della produzione di energia da FER a quelli di un uso razionale dell'energia, con la riduzione della richiesta di combustibile a parità di effetto utile.

Secondo i dati TERNA del 2009 gli impianti a biomassa che funzionavano in cogenerazione erano il 30%, sia in numero che in produzione di energia elettrica (GWh). Tale percentuale varia in base alla tipologia di biomassa: per gli impianti a rifiuti è quasi totale, per impianti a biomasse solide è al 34%, per il biogas al 27%, mentre per gli impianti alimentati a bioliquidi (oli di colza, girasole, etc.) si arriva a circa il 50% del totale. Queste differenze dipendono principalmente dal luogo di produzione e approvvigionamento e dalla facilità di trasporto del combustibile, tant'è che uno degli aspetti fondamentali da considerare nella progettazione di un impianto di cogenerazione a biomassa è proprio l'approvvigionamento della biomassa stessa.

Si ha così che nel caso dei rifiuti gli im-

pianti sono costruiti vicino i grandi centri urbani del nord e la valorizzazione del calore è quasi sempre massima mentre negli altri casi gli impianti sono costruiti lontani da centri urbani, dove non sempre ci sono richieste di calore adeguate, ma dove avviene la produzione di combustibile (ad esempio impianti biogas da digestione anaerobica delle sostanze organiche in ambiente agricolo).

In tal caso il calore non utilizzato, talvolta scarsamente considerato a causa dell'elevata remuneratività degli incentivi sulla produzione elettrica, potrebbe essere valorizzato per usi propri, o con piccole reti di teleriscaldamento tramite richiesta dei TEE. Nel caso delle FER è possibile infatti scegliere tra il richiedere TEE sull'intera produzione, termica recuperata ed elettrica, o TEE sulla quota termica e CV, o tariffa onnicomprensiva sulla quota elettrica.

Valutazioni su un impianto di cogenerazione a biomasse in campo civile, secondo le specifiche riportate in figura 2, tenute per la maggior parte costanti per un agevole confronto con il caso di alimentazione a gas naturale, portano a un risparmio di 243 tep/anno, corrispondenti nelle ipotesi precedenti ad un ritorno legato ai TEE di poco inferiore a 22.000 €/anno. In questo caso si è considerata tutta la produzione elettrica

incentivata da CV (sarebbe possibile rinunciare e richiedere TEE su tutta la produzione energetica), caso peraltro comune data l'elevata remuneratività di tali incentivi rispetto ai TEE.

Conclusioni

Una riequilibrio dei meccanismi incentivanti, che premiano adeguatamente il calore prodotto da FER, porterebbe alcuni impianti ad una maggiore attenzione allo sfruttamento del calore sia per utilizzi interni che per la costruzione di reti di teleriscaldamento per fornire calore nelle vicinanze del sito di produzione. Il d. lgs. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE va nella giusta direzione, prevedendo forme di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica (articoli 27 e 28), tramite l'impiego di contributi per gli impianti di piccole dimensioni e tramite il rilascio di TEE per gli altri impianti, peraltro potenziando in maniera significativa il meccanismo stesso (articoli 29 e 30). Rimane da vedere come si interlaceranno il decreto citato con il D.M. di recepimento del d. lgs. 20/2007 che aveva previsto una revisione dell'incentivo ancora attesa dagli operatori e della cui bozza circolata a dicembre 2010 si sono perse le tracce. ■



Towards a better world.

Disegniamo il futuro dell'Energia

www.ansaldoenergia.it



AnsaldoEnergia

Una Società Finmeccanica

Giuseppe
Dell'OlioGSE,
Gestore
dei Servizi
Energetici

Impiego di combustibile rinnovabile in cogenerazione

Generalità

Il caso di studio che qui presentiamo riguarda un impianto di cogenerazione alimentato con olio vegetale. Si tratta di un motore a combustione interna che aziona un generatore elettrico; il gruppo motore-alternatore è in grado di produrre contemporaneamente energia elettrica (con potenza di circa 1 MW) ed energia termica, sotto forma di acqua calda e di vapore.

La produzione di energia termica consiste nel recupero e nell'utilizzo di alcune quantità di calore che vengono necessariamente prodotte insieme con l'energia elettrica, e che generalmente - quando non si operi in cogenerazione - occorre dissipare con opportuni sistemi di raffreddamento.

Tre sono le "sorgenti" di calore recuperabile: l'acqua di raffreddamento del motore, l'olio di lubrificazione, i fumi di scarico. Le prime due forniscono calore a bassa temperatura, adatto ad essere impiegato, sotto forma di acqua calda, per il riscaldamento

di ambienti. La terza sorgente, rappresentata dai fumi di scarico, è più pregiata, a causa della sua temperatura assai più elevata. Essa produce quindi vapore, per mezzo di una caldaia a recupero.

Le due sorgenti a bassa temperatura cedono il proprio calore grazie a due scambiatori, inseriti in serie su un circuito chiuso d'acqua. Un terzo scambiatore presente su tale circuito trasferisce poi il calore all'acqua destinata al riscaldamento ambienti.

Nei periodi in cui il riscaldamento non è richiesto, il calore viene dissipato da un ventilatore, che una valvola a tre vie inserisce o disinserisce secondo la necessità. La tubazione del riscaldamento ha una temperatura di progetto di 80°C sulla mandata e 40 °C sul ritorno. Da essa si dipartono due rami che vanno a riscaldare i due serbatoi del combustibile, affinché l'olio vegetale che vi si trova immagazzinato mantenga nel tempo le proprie caratteristiche (fluidità ecc.).

Come già accennato, i fumi di scarico, prima di essere rilasciati nell'atmosfera, attraversano una caldaia a recupero, dove vengono raffreddati fino ad una temperatura leggermente superiore a 200°C. Il calore ad essi sottratto viene impiegato per trasformare in vapore l'acqua di alimento della caldaia. Il vapore viene inviato allo stabilimento industriale per esservi impiegato nel processo produttivo. Nei periodi in cui non vi sia richiesta di vapore un dispositivo di bypass provvede a deviare il flusso dei gas di scarico, che viene quindi rilasciato in atmosfera prima di aver raggiunto la caldaia a recupero.

Sul percorso dei fumi si trova, inoltre, un sistema per l'abbattimento delle emissioni inquinanti (ossidi di azoto, monossido di carbonio ecc.). La sua posizione (a monte del bypass) garantisce che i fumi vengano depurati in qualsiasi condizione di funzionamento. La concentrazione degli inquinanti emessi nell'ambiente non supera quindi mai i valori massimi ammessi dalla legge: né quando i fumi attraversano la caldaia a recupero per produrre vapore, né quando vengono rilasciati direttamente nell'atmosfera. Il sistema di abbattimento si compone di due elementi distinti. Il primo, un convertitore catalitico, provoca la trasformazione del monossido di carbonio in anidride carbonica, e quindi il completamento della combustione (come noto, la presenza di monossido di carbonio è sintomo di combustione incompleta). Il secondo elemento provvede invece ad abbattere gli ossidi di azoto, impiegando una soluzione di urea.

Valutazione delle prestazioni energetiche

Per valutare l'efficienza di un impianto di cogenerazione occorre, come noto, calcolare l'indice di risparmio di energia primaria ("Primary Energy Saving", PES). Tale indice è pari al risparmio percentuale di energia primaria (energia contenuta nel combustibile) che si è ottenuto producendo energia elettrica e calore congiuntamente (cogenerazione) anziché, come normalmente accade, in modo separato. Il PES è dunque riferito ad un dato periodo di funzionamento dell'impianto (solitamente, un anno solare).

Tre sono in dati fondamentali che occorre conoscere per calcolare il PES di un im-



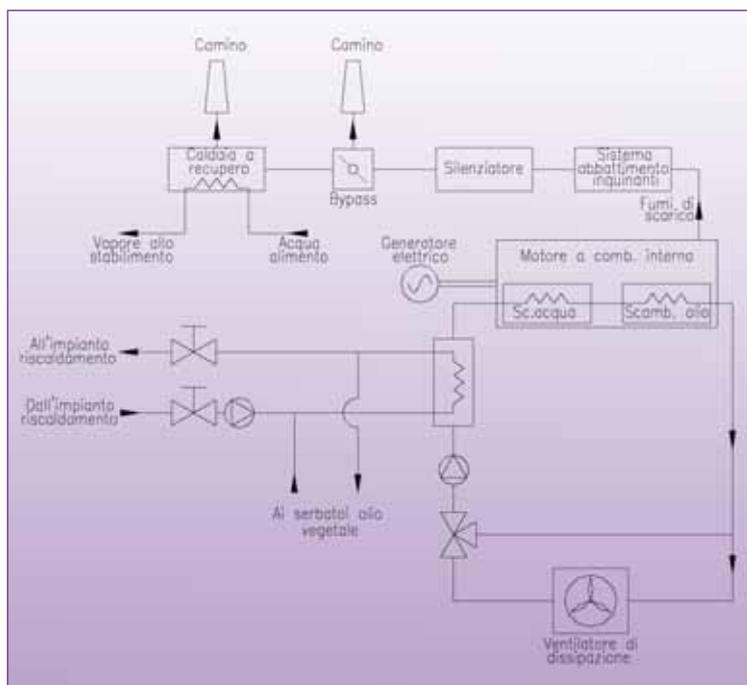


Figura 1. Schema termico semplificato dell'impianto

pianto in un dato anno: l'energia elettrica prodotta, il calore utile prodotto, la quantità di combustibile consumata (o, più esattamente, l'energia contenuta in tale quantità di combustibile).

Per un impianto come quello descritto, valori realistici sono i seguenti:

Energia elettrica prodotta (Ee): 7720 MWh (di cui 7604 vengono ceduti alla rete elettrica, mentre i rimanenti 120 sono consumati nel luogo stesso di produzione, per alimentare i servizi ausiliari dell'impianto di cogenerazione).

Calore utile prodotto (Et): 6240 MWh.

Combustibile consumato
(Ec): 21744 MWh.

Come stabilito dalla direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, occorre anzitutto calcolare il rendimento globale dell'impianto nell'anno considerato:

$$\frac{7720 + 6240}{21744} = 0,64$$

Poiché esso è minore di 0,75, soltanto una parte della produzione elettrica può ritenersi cogenerata: questa sola può essere portata in conto nel calcolo del PES. Tale quota si calcola a partire dal calore utile

prodotto dall'impianto, moltiplicandolo per 0,75 (rapporto convenzionale tra la produzione elettrica e quella termica, fissato dalla Direttiva per i motori a combustione interna; non va confuso con il valore limite di rendimento citato poco sopra). Si ottiene così:

$$6240 \times 0,75 = 4679 \text{ MWh elettrici}$$

Tale valore va confrontato con l'energia elettrica effettivamente prodotta (7720 MWh), così come misurata dal contatore elettrico. Il minore di tali due valori si considera pari all'energia elettrica cogenerata. Nel nostro caso, quindi, l'energia elettrica cogenerata è pari a 4679 MWh.

Analogamente, occorre determinare la quota del combustibile complessivo che è stata impiegata in cogenerazione. Il calcolo si esegue per differenza.

L'energia elettrica NON cogenerata è pari, evidentemente, a:

$$7720 - 4679 = 3041 \text{ MWh elettrici}$$

Per produrla, è stata impiegata una quantità di combustibile data da:

$$3041 \times \frac{21744}{7720} = 8565 \text{ MWh di combustibile}$$

(la frazione a primo membro non è altro che l'inverso del rendimento elettrico dell'impianto).

Sottraendo questa quantità (la quale, si osservi, NON ha partecipato alla cogenerazione) dal combustibile totale si ottiene la quantità di combustibile che è stata impiegata in cogenerazione:

$$21744 - 8565 = 13179 \text{ MWh di combustibile}$$

Si possono ora calcolare i rendimenti in cogenerazione (rendimento elettrico e, rispettivamente, termico) dell'impianto.

Il rendimento elettrico in cogenerazione è dato da:

$$\frac{4679}{13179} = 0,35$$

Il rendimento termico - sempre in cogenerazione - è invece pari a:

$$\frac{6239}{13179} = 0,47$$

Tutto ciò non è però sufficiente per calcolare il PES. Occorre ancora determinare i "rendimenti di riferimento": i rendimenti, cioè, dei due ipotetici impianti - uno puramente elettrico, l'altro termico - che si sarebbe dovuto far funzionare se non si fosse fatto ricorso alla cogenerazione, e che quest'ultima ha invece sostituito.

Esaminiamo dapprima i rendimenti di riferimento per la produzione elettrica. Si desumono dall'Allegato I alla Decisione 2007/74/CE della Commissione europea; dipendono dall'anno di costruzione dell'unità, dal tipo di combustibile che essa consuma e dalla temperatura media annua nella località di installazione. I valori tabellati nell'allegato, però, si applicano invariati soltanto se l'impianto cede l'energia prodotta alla rete elettrica di trasmissione in alta tensione. Nel caso, invece, di cessione a reti di distribuzione, con tensione media o bassa, i valori tabellati vanno moltiplicati per un coefficiente correttivo (Allegato IV alla Decisione già menzionata). Lo stesso accade se una parte dell'energia, anziché essere ceduta alla rete, viene consumata "in loco".

Grazie al coefficiente correttivo, i rendimenti di riferimento divengono più "favorevoli" all'operatore dell'impianto, aumentando il

a	Energia elettrica immessa nella rete	7.603,830	MWh
b	Energia elettrica autoconsumata	116,400	MWh
c = a+b	Energia elettrica prodotta totale	7.720,230	MWh
d	Energia termica prodotta totale	6.239,040	MWh
e	Energia totale consumata come combustibile	21.744,330	MWh
f = (c+d)/e	Rendimento complessivo dell'impianto	0,642	
g	Rapporto energia/calore (per motori a comb. Interna)	0,750	
h = d x g	Energia elettrica prodotta in cogenerazione	4.679,280	MWh
i = c - h	Energia elettrica prodotta NON in cogenerazione	3.040,950	MWh
l = c/e	Rendimento elettrico dell'impianto	0,355	
m = e/l	Combustibile consumato NON in cogenerazione	8.564,955	MWh
n = e - m	Combustibile consumato in cogenerazione	13.179,375	MWh
o = d/n	Rendimento termico dell'impianto (in cogenerazione)	0,473	
p	Rendimento elettrico di riferimento (valore base)	0,442	
q = 0,925 * b/c + 0,945 * a/c	Coefficiente correttivo	0,9447	
r = p x q	Rendimento elettrico di riferimento (valore corretto)	0,418	
s	Rendimento termico di riferimento	0,890	
t = 1 - 1/(l/r + o/s)	PES	0,277	

Tabella 1. Dati per il calcolo dell'indice PES ("Primary Energy Saving")

valore del PES. Si premia così il fatto che vengono evitate, o almeno ridotte, delle perdite di energia. Si hanno infatti minori "perdite di trasformazione", perché viene meno la necessità di trasformare la tensione di uscita del generatore in quella, assai più elevata, della rete di trasmissione; e minori "perdite di trasporto", perché non occorre trasportare l'energia fino ad utenze lontane. Quanto al rendimento di riferimento per la produzione di calore, esso dipende sostanzialmente dal tipo di combustibile utilizzato (Allegato II alla Decisione).

Per il nostro impianto, entrato in esercizio nel 2010 ed alimentato ad olio vegetale, il rendimento elettrico di riferimento è pari a 0,442 (stiamo implicitamente assumendo che la temperatura ambiente sia mediamente pari a 15°C, valore convenzionale fissato dalla direttiva).

Il coefficiente correttivo è la media pesata di 0,925 e di 0,945 (valori, questi, relativi ad un impianto connesso ad una rete di media tensione, come nel caso in esame); i pesi sono i valori dell'energia elettrica consumata "in loco" e, rispettivamente, di quella immessa nella rete. Entrambi tali valori sono espressi come frazioni dell'energia elettrica complessivamente prodotta. In definitiva, il coefficiente correttivo è dato da:

$$0,925 \times \frac{116}{7720} + 0,945 \times \frac{7604}{7720} = 0,9447$$

Il rendimento (elettrico) di riferimento "corretto" vale dunque:

$$0,442 \times 0,9447 = 0,4176$$

Il rendimento termico di riferimento è invece pari a 0,89, valore che la Direttiva assegna agli impianti alimentati con biocarburanti.

Siamo ormai in grado di calcolare il PES, che risulta pari, nell'anno considerato, a:

$$1 - \frac{1}{\frac{0,35}{0,4176} + \frac{0,47}{0,89}} = 0,276$$

In un anno, dunque, l'impianto consente di risparmiare il 27,6% del combustibile, il che corrisponde a 607 tonnellate equivalenti di petrolio.

I valori impiegati nei calcoli ed i relativi risultati sono riassunti in tabella 1. ■

COGENERAZIONE, UNA SCELTA CONSAPEVOLE

ampadvi.it

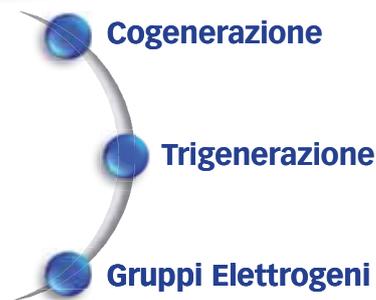
VANTAGGI ENERGETICI, ECONOMICI E AMBIENTALI

 **Intergen**

una divisione di


IMPIANTI

 **WADE**
COGENERAZIONE
ELETTRICITÀ
E RISCALDAMENTO WORLD ALLIANCE FOR INTEGRATED ENERGY
SOLUTIONS
CONFERENCES & COOPERATION



Autonomia, sicurezza, affidabilità

www.intergen.it intergen@intergen.it

Silvio Rudi
Stella

Presidente
Italcogen



L'applicazione della cogenerazione nel settore florovivaistico

L'azienda agricola Altieri di Pozzuolo del Friuli, in provincia di Udine, è un caso rappresentativo di come la tecnologia cogenerativa possa venire in aiuto anche di settori che nell'immaginario collettivo non risultano direttamente collegati al concetto di efficienza energetica, come quello florovivaistico. Specializzata nella coltivazione del ciclamino (*Cyclamen Persicum*) - sia come pianta pronta che da coltivare -, l'azienda si dedica dal 2001 alla produzione di un ciclamino finito - il Ciclamino Friulano - che gode del marchio IGP (Identificazione Geografica Protetta) e lo fa seguendo un apposito disciplinare di coltivazione. Vengono prodotte, inoltre, varie piante stagionali da fiore, in particolare: anthurium scherzeria-

num, geraneo, begonia, gloxinia, annuali mix, perenni mix e di piante orticole. Il processo produttivo per le coltivazioni in vaso si può suddividere in diversi momenti. Tutto parte dalla messa in dimora delle piante in una delle due tipologie di serra: metallica con rivestimento in film plastico, oppure su vasche, in quest'ultimo caso l'interramento avviene su vaso. L'alimentazione giunge tramite sub irrigazione e/o micro irrigazione; la messa a dimora su vasca prevede che il nutrimento sia una miscela d'acqua e fertilizzante, somministrato senza che vi sia contatto con la foglia per evitare possibili attacchi di parassiti. Grazie ai sistemi di riscaldamento e ventilazione si riescono a mantenere tempera-

tura ed umidità sotto controllo per garantire alle piante ed ai fiori un clima favorevole in cui svilupparsi.

Una volta "pronte" le colture vengono trasferite e stoccate nel magazzino di vendita, in attesa di essere acquistate.

I consumi

L'azienda agricola - che ha superficie di 80.000 metri quadrati - prima dell'intervento utilizzava l'energia termica che le veniva fornita con acqua calda a 60° C e 80° C, distribuita tramite tubazioni coibentate - sia interrate che fuori terra - utilizzando ventilconvettori o riscaldamento a pavimento. L'86% circa dell'olio combustibile era BTZ (Olio pesante a Basso Tenore di Zolfo) - il fabbisogno di questo si aggirava intorno ai 400.000 kg/anno, mentre il restante 14% era gasolio agricolo, la cui richiesta annuale era di 80.000 kg/anno. Il controllo termostatico interviene qualora la temperatura ambientale sia inferiore a 10° C.

L'analisi energetica si è protratta in un biennio (2008-2009), verificando sia l'energia elettrica che il combustibile utilizzato e parametrando i consumi rispetto all'andamento stagionale. Se guardiamo all'energia elettrica consumata, il dato complessivo si aggirava sui 560 MWh/anno con una potenza media di 250 kW.



Figura 1. Consumo di energia termica ed elettrica dalle varie fasi del processo produttivo

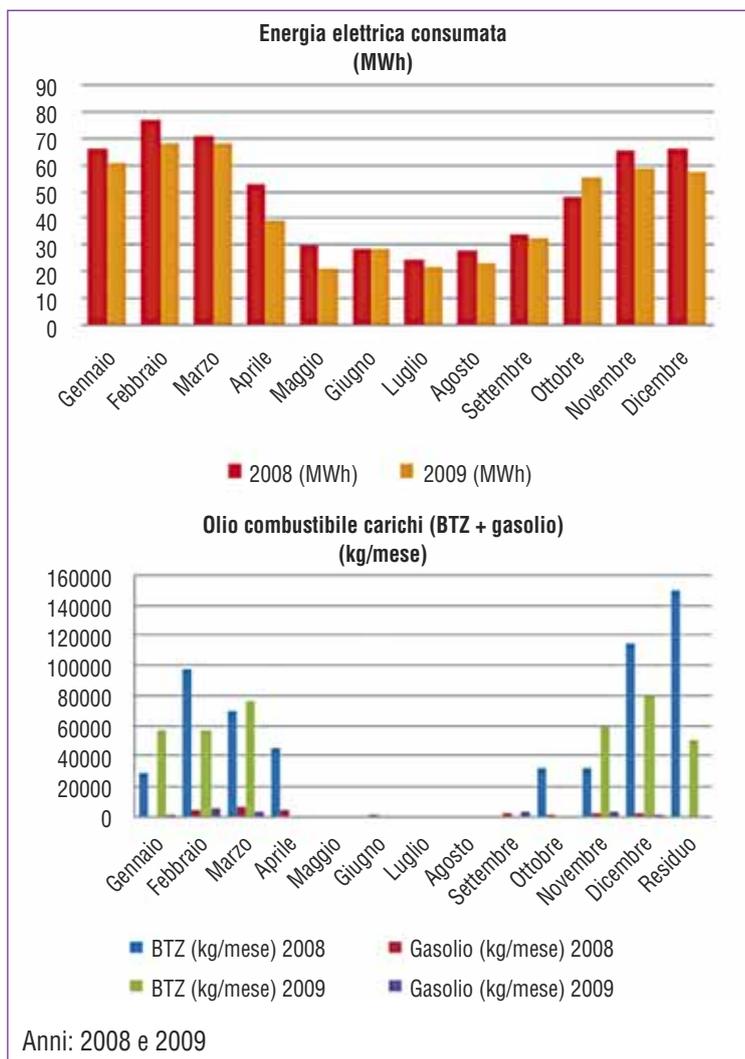


Figura 2. Consumi di energia elettrica e di olio combustibile (BTZ+gasolio) negli anni 2008 e 2009

L'idea

L'impianto pre-esistente era costituito da tre caldaie ad acqua calda, complessivamente di 4 MW ciascuna, con bruciatori a bistadio (30% - 100%), a doppio combustibile (BTZ e gasolio) ed il cui funzionamento a cascata permetteva sempre di avere una caldaia in riserva. Con questo impianto venivano alimentati quattro circuiti.

La proposta fatta all'azienda agricola è stata:

- di convertire il combustibile passando all'olio di colza - un olio vegetale
- di utilizzare un funzionamento in regime di ritiro dedicato
- di produrre l'energia termica con un sistema cogenerativo ad alto rendimento - secondo la delibera 42/02 e aggiornamenti dell'Autorità - abbinato a caldaie di reintegro.

L'impianto di cogenerazione installato è di potenza minore a 1MWe e soddisfa i requisiti richiesti dalle norme in materia (L. n. 244/2007, Reg. CE 73/2009; L. n. 99/2009 art. 42, comma 6; D.M. MiPAAF 31/03/2010). L'impianto gode della tariffa omnicomprensiva. Per poter accedere a questa tariffazione è necessario che gli oli vegetali puri (OVP, definiti come oli prodotti a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, greggio o raffinato ma chimicamente non modificato) risultino tracciati secondo il sistema di gestione e controllo integrato previsto dal Regolamento CEE 73/2009.

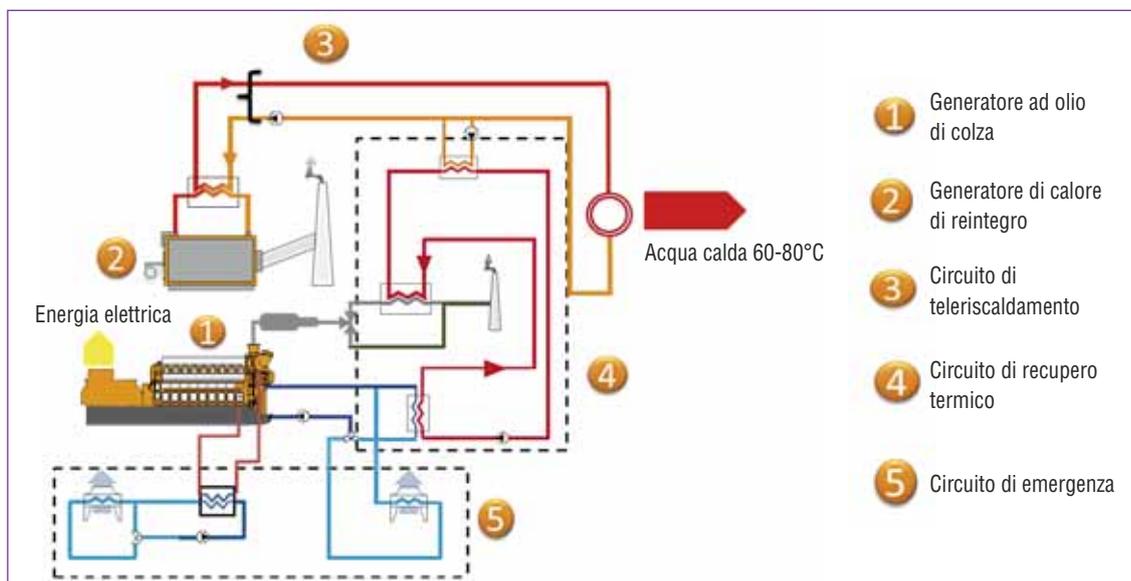


Figura 3. Schema d'impianto



Foto 1. Ubicazione della centrale CHP all'interno del contesto dell'azienda



Foto 2. Particolare delle cisterne di stoccaggio dell'olio di Colza

La procedura di qualifica prende il via con la definizione dell'Operatore Elettrico (OE) - il soggetto che utilizza l'olio vegetale puro per produrre energia elettrica - qualificato IAFR (Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili) da parte del GSE, che provvede ad

iscriverlo al SIAN (Sistema Informativo Agricolo Nazionale); grazie a questa banca dati è possibile certificare la provenienza comunitaria dell'OVP e l'Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura (AGEA) provvederà a trasmettere al Ministero per le Politiche Agricole, Alimentari e Forestali i dati affinché vengano convalidati; solo dopo questo passaggio il GSE può concedere il beneficio della tariffa omnicomprensiva.

Il progetto

L'Azienda Altieri ha un'estensione complessiva pari a 11 ha. L'intervento per la costruzione della nuova centrale di cogenerazione ha riguardato un'area ristretta: 40 mt di lunghezza, 30 mt di larghezza con 4 mt di altezza. La realizzazione è avvenuta sul posto tra ottobre 2009 e maggio 2010

e l'impianto è entrato in funzione a febbraio di quest'anno. Dalla firma del contratto alla messa in servizio sono passati 16 mesi, di cui 9 mesi per un collegamento MT di 200 mt in area privata con un attraversamento di una strada rurale.

Le componenti principali dell'impianto sono: un motore a ciclo diesel da 420 kW con rendimento lordo del 42,5% e netto del 40,5% e dotato di un alternatore da 660kVA; uno scambiatore acqua/acqua a piastre ispezionabili da 190 kW; uno scambiatore fumi/acqua a tubi lisci da 240 kW con valvola by-pass; degli elettro radiatori da utilizzare in caso di emergenza da 250 kW; quadri elettrici ausiliari e di potenza con trasformatore elettrico in resina da 630 KVA; due cisterne per il combustibile da 25 mc cadauna isolate e riscaldate; celle di MT di consegna da 630 KVA.

Conclusioni

L'impianto di cogenerazione a biomassa è entrato in esercizio nel marzo 2011. A causa delle forti oscillazioni del prezzo del combustibile, i tempi di pay-back si sono allungati rispetto a quelli previsti in fase di progetto. Grazie all'assetto cogenerativo ad alto rendimento, attraverso il recupero termico, anche a fronte dell'aumento del combustibile risulta conveniente tenere in funzione l'impianto cogenerativo a biomassa liquida. L'uso combinato dell'energia elettrica e termica permette di compensare gli effetti negativi degli andamenti speculativi dei combustibili vegetali. Tali applicazioni presentano non solo delle opportunità di tipo economico, ma anche un fattore di competitività per le piccole e medie aziende che decidono di investire in forme di autoproduzione energetica. ■

Potenza elettrica (totale)	kW	420,0
Potenza termica (totale)	kW	441,0
Tecnologia	Motore a combustione interna 12 cilindri	
N° di unità	1	
Caldaie d'integrazione ad acqua calda	3 unità da 4,0 MW	
Combustibile caldaie ad integrazione	BTZ + gasolio	
Combustibile macchina di cogenerazione	Olio di colza NC 1512 0000	
Energia elettrica prodotta annua	GWh	2,85
Energia termica prodotta annua	GWh	2,16
Anno di costruzione	2010	
Costi totali dell'investimento	EUR	945.000
Finanziamento	Mezzi propri	
Sistemi d'incentivazione	Tariffa omnicomprensiva	

Tabella 1. Dati tecnici

zeroEmission

ROME 2011

Fiera di Roma • 14-16 Settembre 2011

IL GRANDE EVENTO DELLE ENERGIE RINNOVABILI PER IL MEDITERRANEO



 **FIERA
ROMA**

edizione **2011** **35.000** metri quadrati **5** padiglioni **650** espositori **35.000** visitatori attesi

www.zeroemissionrome.eu

**ARTENERGY
PUBLISHING**

Via Antonio Gramsci 57 - 20032 Cormano (MI) - Italy
Tel. +39 02 66306866 - Fax +39 02 66305510 - info@zeroemissionrome.eu

Marco
Sorelli

Gruppo AB



Cogenerazione: esempi di applicazioni

Il concetto di cogenerazione è strettamente legato a quello di “impianto cogenerativo”, cioè la tecnologia capace di attuare la produzione simultanea di energia elettrica e termica. La configurazione più comune di un cogeneratore prevede l'integrazione tra un motore, collegato a un generatore elettrico, e un sistema di recupero del calore. Un cogeneratore può essere visto come un gruppo elettrogeno che, invece di produrre soltanto energia elettrica, recupera anche il calore generato, innalzando così il rendimento complessivo. L'energia termica può essere utilizzata per uso industriale, o per riscaldamento civile, o per sistemi di raffreddamento e climatizzazione. In questi casi si parla anche di trigenerazione: infatti oltre a produrre energia elettrica, si utilizza l'energia termica recuperata dalla

trasformazione anche per produrre energia frigorifera.

Alcuni esempi di applicazione cogenerativa

La cogenerazione nel processo di produzione dei laterizi

Il gruppo Wienerberger, che opera nel settore dei laterizi, da anni orienta la sua filosofia aziendale all'ecostenibilità, proponendosi al servizio della bioedilizia. Un'etica applicata anche nelle sedi italiane, come dimostra lo stabilimento Wienerberger di Bubano (Imola) con l'installazione di un nuovo impianto di cogenerazione. L'impianto progettato, realizzato ed installato da AB Group, permette a Wienerberger di dare concretezza agli obiettivi ambientali per cui da tempo spende impegno ed immagine, dando con-

tinuità alle elevate performance di realizzazione ed essiccazione di mattoni. I fumi dei gas di scarico sono direttamente convogliati nel tunnel di essiccazione e l'acqua calda preriscalda l'aria di miscelazione attraverso l'impiego di due grandi batterie aria/acqua, strutturalmente simili a quelle impiegate nel settore automobilistico. La potenza elettrica è di circa 2500 KWe. La soluzione modulare Ecomax 24HE ha una capacità di lavoro di 7800 ore/anno, con un rendimento energetico elevato, sette giorni su sette.

La centrale del latte di Firenze “Mukki”

Mukki ritira annualmente 37 milioni di litri di latte da circa 140 stalle toscane e li distribuisce a oltre 12.000 punti vendita su un territorio esteso tra la Liguria e il Lazio. Alla richiesta di Mukki di una soluzione per la fornitura di elettricità, ma soprattutto di vapore e acqua calda, AB Energy ha risposto con l'impianto ECOMAX 14 (1400 kwh). Soluzione in “modulo container tutto integrato”, molto indicata nelle situazioni logistico-industriali tipiche di questo genere di impresa, in cui c'è poco spazio passivo. Trattandosi di uno stabilimento nuovo, ma già fornito dei tradizionali impianti per il trasporto energetico, si è dovuto provvedere all'integrazione del sistema cogenerativo con le disposizioni



impiantistiche preesistenti, attraverso un attento studio di fattibilità effettuato dal proprio team.

Il progetto si è tradotto nella realizzazione completa dell'apparato elettrico dalla centrale all'impianto, impegnativa e articolata, in particolare in relazione ai flussi di vapore con scambiatore a recupero di acqua calda. Le canalizzazioni sono state eseguite secondo i più elevati criteri di sicurezza, attraverso la realizzazione di un "pipe rack" (raggruppamento in una fascia unica) per il trasporto autonomo, ma integrato di acqua calda, calore ed elettricità. A livello esecutivo, tutto l'impianto è stato realizzato nei tempi stabiliti e con un ridottissimo intervallo di sosta aziendale, minimizzando così l'impatto sul ciclo produttivo regolarmente attivo 365 giorni all'anno.

L'impianto assicura meno emissioni, meno costi e più rendimento in una filiera produttiva tradizionalmente ad elevato consumo termico ed elettrico.

L'energia per il Pastificio Rummo

L'impianto realizzato al pastificio, composto da una soluzione in container ECOMAX 24 HE e da un assorbitore a bromuro di litio, sviluppa una potenza complessiva di 2.433 kW_e, una potenza termica pari a 887 kW_t per la produzione di acqua surriscaldata a 140° C e una potenza di 806 kW_f per la produzione di acqua fredda a 7 °C. Tutta l'energia prodotta è utilizzata per alimentare il processo di produzione della pasta. In particolare, l'energia termica viene utilizzata sia per l'essiccazione della pasta, sia per il raffreddamento della stessa fino alla temperatura idonea al confezionamento.

L'impianto garantisce un rendimento elettrico del 44%, un rendimento termico del 37% e un rendimento complessivo superiore all'80%. Il motore utilizzato è Jenbacher ad alta efficienza. Le scelte tecnologiche adottate hanno quindi consentito di ottenere elevati rendimenti in tutti i parametri operativi, riducendo nel contempo l'immissione di CO₂ in ambiente del 42,7%.

AB Energy ha progettato e realizzato anche le interconnessioni con gli impianti esistenti nello stabilimento Rummo, in particolare la rete dell'acqua surriscaldata, dell'acqua fredda e quella di MT, garantendo in questo modo una perfetta sinergia con le tecnologie già in essere.

L'energia per Pfizer

Dopo uno studio dettagliato delle esigenze e della fattibilità, lo stabilimento Pfizer ha installato un impianto in container ECOMAX 18 NGS, con potenza elettrica di 1824 KW, rispetto ai 2000 inizialmente ipotizzati dall'azienda. In particolare AB Energy ha proposto soluzioni personalizzate per integrarsi con i valori di pressione degli impianti già operativi e con l'applicazione di dispositivi realizzati ad hoc per garantire il migliore recupero termico spinto, con la produzione di vapore e acqua calda superiori ai valori nominali e la temperatura dei fumi superiore a 120°C

La biocogenerazione per Cooperativa Speranza

La Cooperativa Speranza, che opera prevalentemente nel settore zootecnico e vende direttamente al pubblico i suoi prodotti, ha sviluppato numerose esperienze anche all'estero verificando i vantaggi della bio-cogenerazione. L'impianto (Ecomax bio 10, con potenza 990 Kw) è stato attivato nel mese di aprile 2008: produce otto milioni di chilowatt (energia elettrica) annui e altrettante chilocalorie (energia termica). Utilizza il letame e il liquame animale, gli scarti di prodotti vegetali e una parte di trinciato di mais. Il tutto viene messo all'interno dei digestori, dove la decomposizione della materia organica produce metano. Al termine di questo ciclo il metano diventa combustibile per il cogeneratore; la biomassa rimanente viene separata formando un compost e un concime minerale che ritorna ai campi, esattamente dove era iniziato il ciclo. L'impianto non produce nessuna esalazione nell'aria in quanto la sostanza organica viene digerita in ambiente anaerobico e quindi mineralizzata.

La cogenerazione per la rete di teleriscaldamento di Cinisello Balsamo

L'impianto permette di produrre contemporaneamente calore ed energia elettrica con risparmio di combustibile e conseguente contenimento delle emissioni, in quanto utilizza, per la produzione di energia termica, parte del calore derivato dal processo di generazione di energia elettrica. Per quanto riguarda l'ecosostenibilità i dati sono eclatanti: si è calcolato infatti un risparmio del 24% circa di combustibile, una riduzione del 99%



di ossidi di zolfo, del 49% delle polveri, del 28% dell'ossido di azoto e una riduzione del 27% dell'anidride carbonica. L'impianto di cogenerazione è costituito da due motori alimentati a metano, ciascuno di potenza elettrica di 2400 kW, che permettono un recupero termico di 2600 kW e da quattro caldaie, sempre a metano, in grado di erogare 7800 kW termici ciascuna. Oltre alla realizzazione dell'impianto di cogenerazione, con le due unità ECOMAX 24, il Gruppo AB si è occupato anche di numerose opere accessorie fondamentali per la resa ottimale della centrale e la sua affidabilità, fra cui le stazioni di pompaggio e i sistemi di espansione. Importante anche il lavoro svolto per l'abbattimento dei fumi con la realizzazione ed installazione di speciali camini coibentati alti 20 metri. ■



Valutazione costi-benefici per ridurre la conflittualità nello sviluppo delle rinnovabili

Andrea Molocchi • Responsabile Studi - Amici della Terra

Il nuovo decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva sulle rinnovabili mira ad inserire in un quadro comune gli interventi di promozione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica. Si ricorda che la stessa legge comunitaria (n. 96/2010) aveva previsto, fra gli indirizzi di recepimento della direttiva, "il conseguimento degli obiettivi posti in capo allo Stato mediante la promozione congiunta di efficienza energetica e di utilizzo delle fonti rinnovabili" e di "uno sviluppo equilibrato dei vari settori che concorrono al raggiungimento di detti obiettivi in base a criteri che tengano conto del rapporto costi-benefici". Questi indirizzi, che hanno riconosciuto la priorità innanzitutto economica degli interventi di efficienza energetica nella politica nazionale di attuazione della strategia comunitaria del "20-20-20", spiegano perché la parte del decreto legislativo sui regimi di sostegno non si limiti a legiferare sulle fonti rinnovabili, ma includa anche i piccoli interventi di efficienza energetica e la riforma del meccanismo dei certificati bianchi per i progetti di efficienza energetica. Questa scelta per Amici della Terra può avvantaggiare il Paese, a patto che la politica nazionale sull'efficienza energetica "riprenda l'impulso perduto" (ad esempio, dando attuazione al d. lgs. n. 115/2008 sull'efficienza negli usi finali di energia e rilanciando il Piano nazionale di efficienza energetica, rimasto al 2007) e che i decreti attuativi del decreto legislativo rinnovabili sappiano realizzare la necessaria regia tenendo ben distinte le specificità delle due tipologie d'intervento: mentre l'efficienza

energetica richiede strumenti economici per l'accelerazione di scelte già competitive (misure per la riduzione dei tempi di rientro dall'investimento, etc.), nel caso di molte rinnovabili gli incentivi devono stimolare scelte che altrimenti non verrebbero effettuate e che si rivolgerebbero piuttosto a favore delle ben più competitive tecnologie ad alta efficienza energetica basate sui combustibili fossili: si pone pertanto la questione del giusto equilibrio, per evitare che l'incentivazione delle rinnovabili non comporti un drenaggio di risorse incentivanti per l'accelerazione degli interventi di efficienza energetica.

Un altro aspetto che pone un problema di regia riguarda il fatto che nel settore del riscaldamento e raffrescamento le soluzioni a rinnovabili si presentano spesso come tecnologie *ibride* (le prestazioni energetiche delle pompe di calore sono ottenute consumando elettricità o gas ed energia rinnovabile), o che si presentano in *configurazioni ibride* "rinnovabili + tecnologia ad alta efficienza energetica" (ad esempio solare termico + caldaia a condensazione, oppure solare termico + pompa di calore, etc.) se non in *configurazioni impiantistiche più o meno complesse* (serbatoio di accumulo dell'energia + rete di distribuzione + sistema di controllo, etc.) dalle quali, in definitiva, dipende l'efficienza energetica e la convenienza economica dell'impianto: una varietà di casi che il sistema incentivante dovrà necessariamente affrontare per evitare di ingenerare distorsioni di varia natura.

L'unica cosa certa è che il meccanismo di incentivazione dei piccoli interventi, che a partire dal prossimo anno

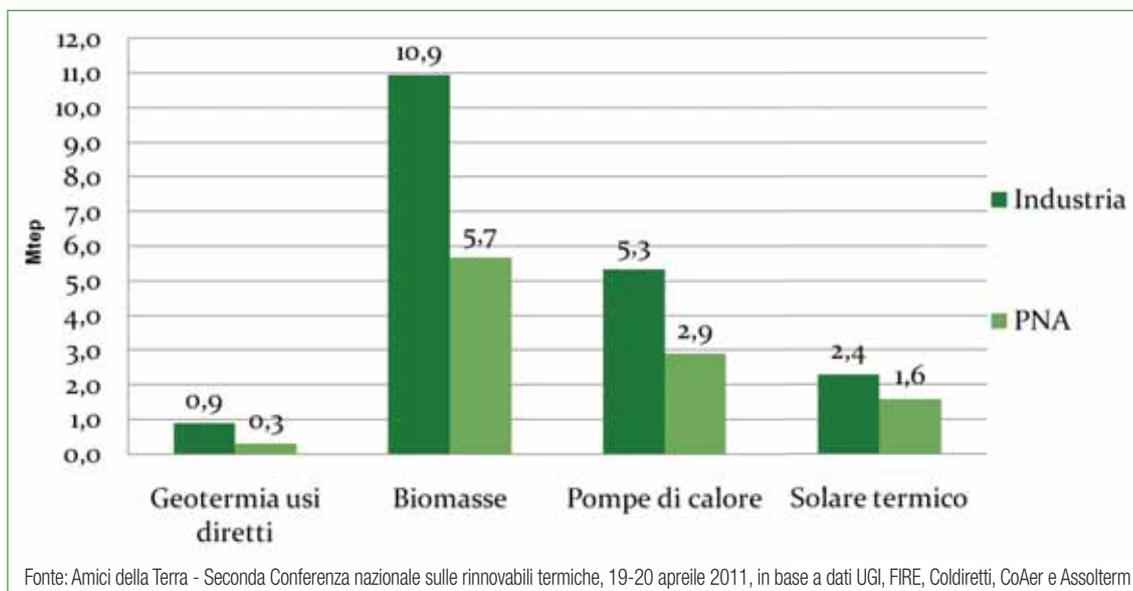


Figura 1. Rinnovabili termiche al 2020: confronto fra il potenziale secondo l'industria (19,6 Mtep) e il PAN (10,5 Mtep)

potrà sostituire le detrazioni fiscali del 55%, su questo tema della regia parte in salita. Nonostante gli indirizzi del Legislatore, il nuovo decreto legislativo rinnovabili ribadisce la sperequazione storica fra rinnovabili elettriche e rinnovabili termiche: mentre per le elettriche il periodo di diritto all'incentivo è pari alla "vita media utile convenzionale" delle specifiche tipologie di impianto (stabilita mediante decreti attuativi), per le rinnovabili termiche e gli interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni "il periodo di diritto all'incentivo non può essere superiore a 10 anni" (art. 28). Una corretta applicazione del principio della regia dovrebbe portare a criteri trasparenti e consensuali per la definizione della vita media utile "per tutte le tecnologie a rinnovabili" (e tenendo conto della probabile contrazione della vita media utile dovuta allo scenario di forte innovazione tecnologica per tutte le tecnologie), onde evitare, ad esempio, che si vadano ad incentivare per 20 anni impianti fotovoltaici a basso rendimento, che diventano obsoleti nel giro di pochi anni, mentre i costi ammissibili per il calcolo degli incentivi di tecnologie a rinnovabili termiche e di efficienza energetica sembrerebbero limitati ex lege a soli 10 anni, nonostante una vita utile ben superiore.

La campagna "Efficienza Italia" degli Amici della Terra (www.amicidellaterra.it) sta evidenziando soluzioni tecnologiche in campo energetico che possono offrire opportunità di un reale sviluppo per l'economia italiana, basate principalmente sulle rinnovabili termiche e sull'efficienza energetica, settori in cui l'industria italiana presenta posizioni di primato. Investire in Italia su queste soluzioni significa offrire opportunità competitive alla nostra industria in ambito mondiale, a maggior ragione nel nuovo scenario di accelerazione del contenimento della domanda di energia mondiale emergente dopo il disastro nucleare in Giappone. Tuttavia, mentre gli obiettivi al 2020 di diffusione delle rinnovabili dell'Italia appaiono oggi più a portata di mano (si veda in figura 1 il potenziale di rinnovabili secondo l'indu-

ustria, emerso alla Conferenza nazionale sulle rinnovabili termiche del 19-20 aprile 2011), solo una regia di governo basata su una rigorosa analisi costi benefici di tutte le opzioni di sviluppo oggi in discussione, rinnovabili elettriche incluse, potrà ottimizzare i ritorni di valore aggiunto e occupazionali nei diversi settori della nostra economia, ivi incluso uno sviluppo davvero sostenibile della nostra agricoltura, baluardo delle qualità del nostro territorio.

In questo quadro, l'analisi costi benefici gioca un ruolo fondamentale. Non stiamo affatto parlando della capacità degli operatori di analizzare la convenienza delle loro decisioni d'investimento. Ci riferiamo alla necessità di realizzare scelte pubbliche (decreti attuativi) capaci di ottimizzare i ritorni per il Paese sotto il profilo economico, sociale e ambientale (ottica di utilità collettiva).

L'analisi costi/benefici a supporto della politica energetica nazionale

Condizioni necessarie per un buon governo:

- ✓ individuare il *posizionamento dell'Italia* (i primati nell'efficienza energetica sono ignorati)
- ✓ elaborare, discutere e condividere *scenari a lungo termine*
- ✓ calcolare i *costi e i benefici per la collettività* delle diverse opzioni di sviluppo (ACB)
 - includere i costi/benefici *ambientali* (cosiddetti "costi esterni ambientali")
 - includere nell'analisi i *benefici economici attesi* delle misure (prospettive di creazione di valore aggiunto e occupazione)
- ✓ dotarsi di *competenze e strumenti* per fare bene l'ACB
- ✓ le decisioni strategiche devono essere obbligatoriamente *comprovate da evidenze di benefici economici netti* e relativi indicatori di vantaggio comparato
- ✓ le politiche devono essere *controllate* nella loro attuazione e *verificate* periodicamente

	Fotovoltaico (fonte: Assosolare – Richieste al Governo di aprile 2011: 3.000 MW l'anno, 20.000 MW entro 2015)	Efficienza energetica (fonte: Piano Confindustria 2010-2020 di sett. 2010)	Rinnovabili termiche (fonte: studio REF 2011, interventi 2012-2020)
Forma di incentivazione	Conto energia	Detrazione fiscale sull'investimento/sconto all'acquisto	Conto energia termica
Oneri di incentivazione a carico di	Utenti elettricità	Stato/contribuenti fiscali	Utenti gas
Quantità di energia da incentivare (energia rinnovabile prodotta o risparmio energetico atteso)	2,1 Mtep finali (24 TWh) nell'anno 2016. Prod. cumulata fino al 2035 di tutto l'installato al 2015 (vita utile 20 anni): 732 TWh (63,1 Mtep cumulati fino al 2035)	9,9 Mtep finali di risparmio energetico nell'anno 2020. 51 Mtep cumulati nel periodo 2010-2020. 109 Mtep cumulati fino al 2030 (vita utile interventi 10 anni)	1,8 Mtep finali nel 2020 (21,4 TWh _{th}). 27,7 Mtep di FER termiche cumulate fino al 2034 (vita utile 15 anni)
Oneri complessivi per la durata periodo incentivazione (senza variazioni dei prezzi, né tassi interesse)	116 miliardi: costo cumulato fino al 2035 per i 20 anni di incentivazione degli investimenti realizzati fino al 2015.	24 miliardi: costo cumulato nel 2010-2020 per interventi distribuiti nello stesso periodo (secondo Confindustria: 7,8 miliardi netti considerando ritorni di fiscalità)	7 miliardi: costo incentivi cumulato fino al 2034 per gli investimenti realizzati fino al 2020 (vita utile ipotizzata da REF: 15 anni)
Oneri annui di incentivazione	5,8 miliardi di euro lordi nel 2016	2,4 miliardi lordi; 0,8 miliardi netti considerando ritorni fiscalità (media annua 2010-2020)	0,6 miliardi nel 2020
Oneri complessivi in rapporto all'energia finale complessivamente prodotta o risparmiata (euro/tep)	1846	220	253
Energia finale prodotta o risparmiata a parità di oneri di incentivazione (kgep/euro)	0,54	4,54	3,95
Occupati	50.000-150.000 incluso indotto (nel 2016, fonte Assosolare)	798.000 (diretti)-1.636.000 addetti (incluso indotto) (periodo 2010-2020)	300.000 diretti - 600.000 incluso indotto (nel 2020, fonte Amici della Terra in base a dati associazioni FER termiche)
Occupati / oneri incentivi (addetti/milione euro)	1,3	68	85

Fonte: elaborazione Amici della Terra (2011), in base a Assosolare, Confindustria e REF

Tabella 1. Fotovoltaico, efficienza energetica e rinnovabili termiche: un confronto preliminare di alcuni indicatori di costo e beneficio sotto il profilo energetico, sociale e ambientale



A seguito degli studi presentati alla Seconda Conferenza sulle rinnovabili termiche tenutasi ad aprile 2011 (in particolare quello del Ref, che ha fornito una stima del fabbisogno incentivante), l'Ufficio Studi Amici della Terra ha effettuato un confronto preliminare con indicatori di costo/beneficio fra le principali opzioni di sviluppo "incentivato" attualmente in discussione, riguardanti rispettivamente:

- il fotovoltaico (è stata analizzata la proposta di Asosolare di inizio aprile 2011 di realizzare 20.000 MW di fotovoltaico entro fine 2015 con un esborso annuo di circa 6 miliardi di euro - una proposta che è stata addirittura "rilanciata" dal Governo, dato che il quarto conto energia prevede un obiettivo indicativo di potenza installata di 23.000 MW a fine 2016, con un costo degli incentivi di 6-7 miliardi di euro);
- il pacchetto di proposte di Confindustria per il Piano straordinario di efficienza energetica (studio del settembre 2010);
- il piano governativo di sviluppo delle rinnovabili termiche (in questo caso sono stati considerati i risultati di fabbisogno incentivante emersi dallo studio del REF, presentato alla Conferenza stessa, basati sul raggiungimento dell'obiettivo del PAN dei 10,5 Mtep entro il 2020).

Dal confronto dei principali indicatori di costo/beneficio emerge che l'Italia può ampiamente realizzare l'obiettivo di rinnovabili al 2020 in maniera economicamente efficiente, puntando con decisione sulle applicazioni del settore termico e sul contenimento della domanda di energia tramite interventi di efficienza. Infatti (*tabella 1*), le rinnovabili termiche presentano un indicatore di energia rinnovabile per euro di incentivo che è circa

otto volte superiore alla resa energetica del fotovoltaico (rispettivamente, 3,95 kg equivalenti al petrolio contro 0,54 kg e.p./euro) e appena inferiore alla resa energetica unitaria degli interventi di efficienza (4,54 kg e.p. risparmiati per euro di incentivo), che rimangono i più convenienti di tutti. Anche per quanto riguarda i benefici occupazionali attesi, i dati sulle rinnovabili termiche emersi alla Conferenza (300.000 addetti diretti, inclusi quelli in agricoltura per l'approvvigionamento delle biomasse + almeno altrettanti di indotto) evidenziano un indicatore di 85 addetti per milione di euro di incentivo, contro i 68 addetti delle misure di efficienza energetica (1.636.000 addetti al 2020 inclusi gli indiretti secondo Confindustria) e appena 1,3 addetti per milione di euro per il fotovoltaico (la ragione di tanta differenza è molto semplice: una volta installati gli impianti fotovoltaici incentivati, essi non generano praticamente più occupazione, ma gli incentivi dovranno essere pagati dai consumatori per vent'anni).

In conclusione, nell'attuale quadro di crisi economica ed energetica non è possibile accontentare tutti. Dall'analisi dei dati disponibili, peraltro forniti dalle stesse associazioni industriali che sostengono le proposte in discussione, si evince che la priorità dovrebbe essere il contenimento dei consumi di combustibili fossili attraverso l'accelerazione degli investimenti di efficienza energetica e la diffusione delle rinnovabili per il riscaldamento; se poi avanzerà disponibilità a pagare da parte dei consumatori, si potranno anche incentivare ulteriori pannelli fotovoltaici, purché integrati sui tetti degli edifici, in maniera tale da ridurre gli impatti paesaggistici, massimizzare i benefici occupazionale e distribuire il più possibile gli incentivi nel tessuto sociale. ■

Rinnovabili 2020: quali regole, quali incentivi

Giuseppe Tomassetti • FIRE

È ben noto che il mercato dell'energia è lontano dall'essere perfetto, sia perché gli operatori possono non avere ben chiari quali sono i loro interessi, specie quelli a lungo termine, sia perché non tutti gli operatori hanno pari capacità di influenza sui rapporti economici, sia infine perché l'insieme delle regole e delle norme esistenti, nel modo come si sono realizzate e sviluppate, costituiscono una notevole distorsione del mercato stesso, penalizzando alcune scelte contro altre.

Su queste basi i decisori politici possono proporre ed approvare provvedimenti che prevedono di prelevare fondi dalle tasse o dalle tariffe, quindi dalla collettività dei cittadini, per distribuirli ad alcuni di essi al fine di invogliarli a fare investimenti altrimenti ignorati.

Gli obiettivi possono essere raggruppati in tre principali gruppi:

1. incidere sulle priorità dell'operatore che, nel contesto del momento, possono non coincidere con quelle del Paese
2. facilitare la decisione dell'operatore con un premio che compensi l'esistenza di "lacci e laccioli", freni e disincentivi che non sono eliminabili, a breve, nel contesto del momento
3. spingere gli operatori e le famiglie a dare priorità temporale ad iniziative che altrimenti sarebbero state prese successivamente in un più lungo corso di tempo.

Come esempio del primo ordine di motivi si possono riportare i premi allo sfruttamento di fonti rinnovabili, quali il solare elettrico e termico e il biodiesel da colture oleaginose.

In un mercato globalizzato c'è il rischio che, se non si gestiscono le dinamiche delle tecnologie, si innescino processi di importazione con il risultato, negativo per l'Italia, di contribuire allo sviluppo dei Paesi che per primi hanno investito nella promozione dell'offerta. In queste condizioni l'incentivo rischia di essere socialmente poco sostenibile.

Come esempio della seconda categoria si può ricordare l'incentivazione della cogenerazione nei primi anni '80, quando esistevano precisi ostacoli normativi e tariffari alla sua applicazione nelle industrie. Gli incentivi in conto capitale della legge 308 del 1982 non riuscirono a controbilanciare gli ostacoli, eliminati solo dalla legge n.9 del 1991 e dagli specifici incentivi del provvedimento CIP 6 del 1992.

Come esempio più recente abbiamo la motivazione di compensare i ritardi e le difficoltà dei processi autorizzativi degli impianti da fonti rinnovabili.

Il terzo tipo di incentivo fa riferimento a situazioni nelle quali, per motivi generali (ad esempio ambientali o di

potenziamento e/o rilancio di un settore produttivo), si vuole accelerare il rinnovo o l'adeguamento di un intero parco di impianti; questa situazione si verifica tipicamente in corrispondenza all'introduzione di più stringenti normative ambientali. Non si dice formalmente che si danno soldi per far rispettare la legge, ma si ritiene opportuno aiutare gli operatori ad adeguarsi alle nuove norme, si compensano i sovraccosti dovuti alla fretta e si favorisce un generale rinnovo della tecnologia produttiva, magari ancora in buono stato di efficienza, ma irrimediabilmente invecchiata. Peraltro si proclama che chi inquina...pagherà.

Una condizione simile si ha per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali. In Italia l'energia è più costosa e più gravata di imposte rispetto ad altri Paesi, ma in genere la sua incidenza rispetto alle altre spese è limitata, per cui anche le pratiche con buon ritorno economico stentano ad essere replicate.

Tutti gli attori, dai petrolieri agli elettricisti, ai gasieri e giù, giù fino ai cittadini sanno, o dichiarano di sapere, come poter utilizzare meglio l'energia rispetto a quanto già fanno; essi sono rispettosi delle norme esistenti, ma chiedono di essere aiutati, incentivati, a fare meglio.

In una comunità evoluta, pluralistica, con un'operante democrazia, rappresentativa dei vari interessi dei cittadini, la dichiarazione dell'operatore di comportarsi bene, ma di potersi comportare meglio se aiutato, sta naturalmente in mezzo fra l'urlo di Munch ed il ghigno di Mackie Messer; sottintende molte cose, prima fra tutte la coscienza che la società perfetta è un obiettivo necessario, ma irraggiungibile, e che un sano empirismo deve temperare i desideri giacobini di purezza; il tutto ad occhi aperti, cercando di non favorire più di tanto gli speculatori e i trafficanti, che sicuramente saranno in prima fila.

Benefici attesi dagli incentivi

I settori che si dovrebbero incentivare sono soprattutto le conoscenze e le innovazioni, nonché le capacità realizzatrici o l'offerta di prodotti e, non per ultime, le applicazioni e la diffusione delle buone pratiche.

D'altra parte bisogna tener conto che esistono diverse categorie di benefici attesi alla base di un sistema incentivante:

- ambientali - minore prelievo dalle fonti, minori emissioni ad effetto serra, minori emissioni inquinanti
- economici per la collettività - maggiori garanzie per gli approvvigionamenti, minori esportazioni di valuta, sviluppo attività economiche, maggiore competitività
- economici per i cittadini e le imprese - minori esborsi per i consumi energetici, migliore conoscenza delle proprie attività

- sociali - maggiore occupazione diffusa, minore dipendenza da fattori esterni, maggior controllo dei propri bisogni.

A soffrirne sono il fisco per le minori accise (parzialmente compensato da più IVA e più contributi degli addetti) e i consumatori energetici per le tariffe un poco maggiorate.

L'esperienza italiana

L'esperienza italiana è più caratterizzata da partenze e fermate, che da percorsi completati. Questo accade perché manca un effettivo coinvolgimento delle varie forze nella scelta degli obiettivi e non ci si preoccupa delle strutture di gestione, né della necessità di reagire "in time" all'evoluzione del contesto tecnico economico. L'Italia poi è un Paese in cui si registra la mancanza delle misure di accompagnamento per le attività di informazione, di formazione degli addetti sia ai processi autorizzativi e di gestione, sia degli operatori della realizzazione, sia, infine, di funzionari per il monitoraggio dei processi.

L'eolico, ad esempio, non è stato sviluppato né dai fabbricanti delle ali degli aeroplani, né da quelli delle pale degli elicotteri, ma da chi ha saputo organizzare le conoscenze attorno ad un obiettivo nuovo.

La promozione dell'offerta

La promozione dell'offerta si basa usualmente su contributi in conto capitale prelevati dalla fiscalità generale, trasferiti poi alle imprese per la realizzazione di prototipi o di impianti produttivi.

Sono stati disponibili fondi agli inizi degli anni '80 nel bilancio ENEA, poi agli inizi degli anni '90 con minore efficacia. Più recente è l'infelice storia del progetto "Industria 2015", nel quale i ritardi sono sommati alla riduzione dei fondi. In concreto, anche in questo caso la mancanza di continuità è la maggiore causa di mancanza di fiducia da parte degli operatori, con effetto dell'assalto delle domande. Inoltre, per l'assenza di una forte politica industriale, i fondi per lo sviluppo rischiano di essere usati per il salvataggio dei settori in crisi (non dimentichiamo che la fase più critica della promozione dell'offerta è quella della scelta dei settori di intervento e poi del raccordo tra questa scelta ed il più generale andamento dell'economia).

Promozione della domanda

La promozione della domanda si basa su incentivi dati ai consumatori, sia industriali che civili, per aiutare ad innovare i loro impianti verso l'efficienza e/o le fonti rinnovabili.

Negli anni '80 queste promozioni erano a carico della fiscalità generale, agli inizi degli anni '90 ci fu un tentativo di rifinanziamento, poi dal CIP6/92 sono passate a carico dei consumatori attraverso le tariffe. Certificati Verdi, Certificati Bianchi e Conti Energia sono in questa linea. Il ricorso alle tariffe assicura potenzialmente una continuità che è sempre mancata nelle iniziative dal lato dell'offerta. Si ritiene che ci sia già un'offerta adeguata di componenti e di sistema (come avvenne negli anni '80 per la sostituzione del processo di bicottura delle piastrelle ceramiche con la tecnologia della monocot-

tura) e che la domanda degli utilizzatori sia capace di stimolare i produttori e di indirizzarli verso le soluzioni più efficaci meglio di come non l'abbia saputo fare il finanziamento pubblico rivolto direttamente all'offerta. La speranza comune è che i consumatori siano capaci di scegliere le tecnologie più efficaci sottraendo il governo dalla spinta delle lobby. Quest'attività si confronta quindi con lo stato delle tecnologie, con la capacità produttiva, con le normative e con le capacità di scegliere degli operatori.

Il tentativo, nel '91, di favorire interventi anticongiunturali si scontrò con le regole dell'U.E. che vietavano finanziamenti ai settori in crisi (siderurgia).

Considerazioni finali

In Italia, per decenni, l'attenzione è stata concentrata sulla disponibilità di elettricità, a lungo carente, con un'importazione strutturale non solo dei combustibili, ma anche del prodotto finito per una quantità pari a circa il 15%, importazione motivata dai prezzi più bassi esistenti nei Paesi ove predomina la generazione da nucleare o da carbone e che quindi continua ancora oggi, nonostante la capacità produttiva sia largamente esuberante.

Gli impegni verso la U.E. riguardano sia gli aspetti ambientali, sia la garanzia della disponibilità di energia. Con la direttiva 2009/28/CE l'attenzione si è concentrata sugli utilizzi energetici finali, dove un kWh conta come un kWh_e (nella U.E. generato prevalentemente da carbone e nucleare). L'Italia ha sottoscritto un obiettivo del 17% di usi finali coperto da fonti rinnovabili per il 2020. Nel 2010 la percentuale effettiva ha raggiunto il valore dell'8% circa, secondo dati ufficiali, ma provvisori; tenendo conto invece anche degli usi di legna da ardere delle famiglie, si arriva ad una quota del 12-13%.

Il riferimento agli impieghi finali porta a rivalutare le fonti rinnovabili termiche nei meccanismi di incentivazione, secondo le previsioni del d. lgs. n 28 del 3 marzo 2011, la cui attuazione sarà certamente lunga e complessa. Finora sono prevalse le incentivazioni della domanda per le fonti per la generazione elettrica, fotovoltaica ed eolica; dopo alcune esperienze negative, un livello di incentivazione più elevato che negli altri Paesi europei è stato capace di superare le difficoltà della diffidenza, della complessità dei processi autorizzativi e delle carenze iniziali dell'offerta. Purtroppo il sistema politico/economico/tecnico non è stato capace di monitorare in tempo reale l'espansione della domanda e di modificare rapidamente il livello degli incentivi, per cui nel mercato globalizzato si è avuta l'esplosione delle realizzazioni al di là delle aspettative, delle importazioni di componenti e del numero degli operatori per la realizzazione degli impianti. Questi due fenomeni hanno prodotto sia un forte flusso finanziario verso i Paesi che avevano meglio curato il rapporto tra l'offerta e la domanda, sia il crearsi di una serie di diritti acquisiti da parte di imprese nazionali ed estere che spingono per un mercato verosimilmente non sostenibile con gli incentivi fissati al 2010 nelle dimensioni che aveva raggiunto. Minori incentivi non significano, però, minor mercato. Con la scomparsa delle speculazioni potrebbero aversi piacevoli sorprese. ■

Convegno “Rinnovabili 2.0”: al centro del dibattito incentivi e ruolo delle FER



Da sinistra Enrico Piermattei, Eugenio Ferro, Giovanni Marta e Maurizio Brancaleoni

La sala delle statue di Palazzo Rospigliosi, a Roma, ha ospitato lo scorso 29 marzo il convegno “Rinnovabili 2.0. Dopo gli incentivi, il mercato”. Un momento di confronto e un utile punto di discussione sulla delicata fase del ciclo di vita della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Dal dibattito è emersa l'inadeguatezza degli incentivi e la necessità di rivedere il ruolo delle FER nel contesto energetico. Con le rinnovabili che devono es-

sero considerate non sulla base della capacità installata, ma sul loro contributo rispetto alla liberalizzazione del mercato e alla sua indipendenza.

Altro punto dolente è la mancanza, in Italia, di una vera e propria industria legata alle rinnovabili, con ricadute sulla mancata creazione di posti di lavoro e sul possibile rilancio della filiera, affinché si crei impresa, ricchezza, accettazione sociale e innovazione (vitale per generare nuovi e più elevati livelli

di efficienza, capaci di garantire l'abbattimento dei costi).

I lavori hanno contribuito a fare il punto della situazione, anche alla luce della recente approvazione del “Decreto Rinnovabili”, considerando che la politica europea richiede un mercato un mercato unico dell'energia, più economico e flessibile.

“Rinnovabili 2.0 perché la logica degli incentivi è vecchia - sostiene Carlo Durante, consigliere APER. “È necessario ripensare il ruolo delle fonti alternative all'interno del sistema elettrico: agenti di liberalizzazione e di riassetto degli schemi di generazione e distribuzione elettrica, elementi importanti dell'indipendenza energetica italiana”. Mentre Maurizio Brancaleoni, amministratore delegato di AUMA Italiana, ricorda come “La geotermia è, tra le fonti rinnovabili primarie, quella maggiormente disponibile. Recenti studi stimano che se si sfruttasse il calore contenuto nei primi 5 km della crosta terrestre, si soddisferebbe per oltre 500.000 volte l'attuale fabbisogno di energia. L'Italia è all'avanguardia in tecnologia ed esperienze, grazie soprattutto ai continui investimenti fatti dall'ENEL negli ultimi decenni e dall'industria italiana che ne ha seguito gli sviluppi”.

Infine Eugenio Ferro, energy sector director di MWH, nota uno stretto legame tra energia, sostenibilità e impiego razionale dell'energia. “Oggi il dibattito economico non può più prescindere da quello energetico - dichiara Ferro. “Sono temi ormai intimamente legati, così come lo sono lo sviluppo sostenibile ed un uso più razionale e innovativo delle risorse naturali. In MWH da sempre conduciamo i nostri clienti verso le soluzioni progettuali più sostenibili, che si traducono in più efficienza energetica, più fonti rinnovabili, più attenzione agli impatti ambientali. L'innovazione scientifica volta a favorire l'uso di fonti di energia pulita e rinnovabile può essere un elemento propulsore straordinario per l'economia del nostro Paese, ma c'è bisogno di politiche serie e a lungo termine che la supportino e permettano lo sviluppo di questo promettente settore produttivo”. ■



Atlas Copco ZH350+

Un rivoluzionario compressore centrifugo




ZH350+ è il nuovo compressore centrifugo a tre stadi di Atlas Copco azionato da motore elettrico ad alta frequenza e magneti permanenti, progettato per essere commercializzato nelle applicazioni industriali che richiedono aria di alta qualità, 100% oil-free, quali l'industria farmaceutica, elettronica, aeronautica ed automobilistica.

Con questo nuovo prodotto, Atlas Copco ha stabilito uno standard di riferimento per quanto riguarda l'efficienza energetica incrementata sino al 4% rispetto ai più performanti compressori oil-free, di caratteristiche analoghe ed a parità di condizioni operative di riferimento.

Il consumo energetico estremamente

basso è conseguenza di scelte progettuali fondamentali quali la configurazione tri-stadio ritenuta la più efficiente per ottenere aria compressa compresa tra 7 ed 11 bar effettivi, l'eliminazione completa di ingranaggi riduttori che possono dar luogo ad una riduzione dell'efficienza energetica fino al 9% in compressori della gamma da 350 kW, l'adozione di giranti in titanio che non solo sono più affidabili ma consentono anche cicli vuoto/carico più veloci, un sistema di raffreddamento ottimizzato che permette di ridurre significativamente le cadute di pressione inducendo maggiore stabilità nel processo di compressione, garantendo al tempo stesso anche un maggiore trasferimento di calore dall'aria compressa all'acqua di raffreddamento. In ultimo, il sistema blow-off installato prima del refrigeratore finale che garantisce una perdita di aria compressa minima quando la richiesta di aria diminuisce.

Ulteriori risparmi energetici sono garantiti con il nuovo essiccatore ad adsorbimento (MD/ND), che è compatibile anche per essere abbinato allo ZH350+ e ciò lo rende la scelta ideale per impianti produttivi che operano nel rispetto dell'ambiente.

Lo ZH350+ è stato certificato ISO 8573-1 (edizione 2010), classe 0 dal TÜV. ■

Siemens e Suntech stipulano un accordo quadro per pannelli fotovoltaici



"Siemens offre soluzioni EPC per gli impianti fotovoltaici" ha affermato Martin Schulz, vice president photovoltaics della divisione Renewable di Siemens. "In Suntech troviamo un solido partner che ci mette nelle condizioni di fornire impianti fotovoltaici affidabili ai nostri clienti". Negli ultimi sette mesi, Siemens si è assicurata ordini per la costruzione di impianti fotovoltaici con una capacità combinata superiore a 80MW in sei diversi Paesi. In qualità di EPC contractor, l'azienda gestisce la costruzione di centrali di energia solare chiavi in mano combi-

nando componenti prodotti internamente, come inverter o trasformatori, con pannelli di fornitori esterni e con componenti minori acquisiti nel luogo di ubicazione dell'impianto.

Jerry Stokes, presidente di Suntech Europe, ha dichiarato: "Siamo entusiasti di avviare una collaborazione strategica con un partner forte come Siemens. Abbiamo già avviato la partnership per progetti sviluppati in tutta Europa. La presenza globale di Siemens facilita la realizzazione di progetti congiunti anche in altre parti del mondo."

Gli impianti fotovoltaici fanno parte del portfolio ambientale di Siemens. Nell'anno fiscale 2010, il fatturato derivante da tale portfolio ha registrato un totale di circa 28 miliardi di euro, attestando l'azienda quale primo fornitore al mondo nell'offerta di tecnologie eco-friendly. Considerando lo stesso periodo, i prodotti e le soluzioni Siemens hanno permesso ai clienti di ridurre le proprie emissioni di CO₂ di 270 milioni di tonnellate, una cifra che corrisponde alla somma delle emissioni annuali di Hong Kong, Londra, New York, Tokyo, Delhi e Singapore. ■

06-15 agosto 2011**festAmbiente****Grosseto**Info: www.festambiente.it**06-09 settembre 2011****Aqua-Therm Almaty 2011****Almaty - Kazakistan**Info: www.aquatherm-almaty.com**06-08 settembre 2011****OFFSHORE EUROPE 2011****Aberdeen - Scozia**Info: r.marinaccio@ice.it**19-22 settembre 2011****TIREC 2011****Istanbul - Turchia**Info: greenpower.msgfocus.com**20-21 settembre 2011****GeoPower Turkey****Istanbul - Turchia**Info: www.greenpowerconferences.com**22-24 settembre 2011****KLIMAENERGY****Bolzano**Info: www.klima-energy.it**23-25 settembre 2011****Festival dell'Energia****Firenze**Info: www.festivaldellenergia.it**23-25 settembre 2011****Eco&Energia Climatica****Busto Arsizio (VA)**Info: www.ediltek.info**19- 22 ottobre 2011****Aqua Therm Baku 2011****Baku - Azerbaigian**Info: www.aquatherm-baku.com**06 novembre 2011****key Energy****Rimini**Info: www.keyenergy.it**10-12 novembre 2011****Clima Expo****Roma**Info: climaexporoma@senaf.it**Seminario FIRE "Le diagnosi energetiche e gli studi di fattibilità"****Bologna, 20-21 giugno**Info su: www.fire-italia.org**Corsi per Energy Manager FIRE-ENEA****(durata 5 giorni)****MULTISETTORIALE**

(Civile-Pubblica Amministrazione-Professionisti)

Bergamo, 20-26 settembre

Per informazioni: Maurizio Musiani

ENEA - Via Martiri di Monte Sole 4

40129 Bologna

Tel: 051.6098479 - Fax: 051.6098702

E-mail: maurizio.musiani@bologna.enea.it**Corso e Quem blended in Energy Management****Roma, 21 - 25 novembre**Info su: www.e-quem.enea.it**Autorità per l'energia elettrica e il gas****19.05.2011 Delibera ARG/gas 64/11**<http://www.autorita.energia.it/docs/11/064-11arg.htm>

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016.

11.05.2011 Determina n. 2/11<http://www.autorita.energia.it/docs/11/002-11dtrf.htm>

Definizione, ai sensi del comma 10.4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 ottobre 2010, ARG/elt 175/10, dei termini di effettiva entrata in operatività dei meccanismi concernenti il trattamento, da parte delle imprese distributrici di energia elettrica, delle richieste di attivazione e disattivazione del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica, istituito dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, ai soggetti beneficiari della Carta Acquisti.

05.05.2011 Delibera EEN 4/11<http://www.autorita.energia.it/docs/11/004-11een.htm>

Approvazione in tema di certificati bianchi di tre nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi energetici relativi alla realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione di gallerie autostradali ed extraurbane principali, alla realizzazione di nuovi sistemi di illuminazione ad alta efficienza ed all'installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza in sistemi di illuminazione esistenti per strade destinate al traffico motorizzato, conseguente adeguamento della scheda tecnica n. 17* e revoca della scheda tecnica n. 18*.

05.05.2011 Delibera ARG/elt 56/11<http://www.autorita.energia.it/docs/11/056-11arg.htm>

Modificazioni e integrazioni delle disposizioni di cui all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS).

28.04.2011 Delibera ARG/elt 53/11<http://www.autorita.energia.it/docs/11/053-11arg.htm>

Disposizioni in merito ai meccanismi perequazione di cui all'articolo 13bis, comma 1, lettera c) del TIV relativi all'anno 2007, modificazioni all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 marzo 2009, ARG/elt 34/09 e al TIV.

28.04.2011 Delibera ARG/elt 51/11<http://www.autorita.energia.it/docs/11/051-11arg.htm>

Interpretazione autentica della definizione di "data di completamento della connessione" e modifica dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, in materia di connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

PAS 9/11<http://www.autorita.energia.it/allegati/segnalazioni/009-11pas.pdf>

Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi) dal 1° giugno al 31 dicembre 2010. Primo Rapporto Statistico Intermedio relativo all'anno d'obbligo 2010, predisposto ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

05.04.2011 Delibera ARG/elt 38/11<http://www.autorita.energia.it/docs/11/038-11arg.htm>Determinazione dei crediti spettanti per l'anno 2010 ai sensi dell'articolo 2 del decreto-legge 20 maggio 2010, n. 72, ai gestori degli impianti o parti di impianto riconosciuti come "nuovi entranti" ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera m), del decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216 che non hanno ricevuto quote di emissione di CO₂ a titolo gratuito.**Ministero dello Sviluppo Economico***Decreto 5 maggio 2011 www.gazzettaufficiale.it*

Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici. (11A06083) (GU n. 109 del 12-5-2011).

Decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55*www.gazzettaufficiale.it*

Attuazione della direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE. (11G0098) (GU n. 97 del 28-4-2011). Entrata in vigore del provvedimento: 13/05/2011.

KLIMAENERGY 2011

22 - 24 settembre 2011 | Bolzano

Fiera internazionale delle energie rinnovabili
per usi commerciali e pubblici

gio-ven: 9,00-18,00 | sab: 9,00-17,00



plus

KLIMAMOBILITY 2011

SALONE DELLA MOBILITÀ
SOSTENIBILE

**Convegno
Internazionale**

Enertour®

VISITE GUIDATE AD IMPIANTI
SUL TERRITORIO

**Klimaenergy
Award** PREMIO AI PROGETTI
DI PROVINCE E COMUNI

Online Ticket

A PREZZO RIDOTTO

FIERABOLZANO  MESSEBOZEN

www.klima-energy.it

ALTO ADIGE 

SPONSOR

 SPARKASSE
CASSA DI RISPARMIO

 FORST
SPEZIALBIEN
WÄNDERT
BWA-MITGLIEDER-2011

PARTNER

AUTONOME PROVINZ
BOZEN - SÜDTIROL  PROVINCIA AUTONOMA
DI BOLZANO - ALTO ADIGE
Resort für Raumordnung,
Umwelt und Energie Dipartimento all'urbanistica,
ambiente ed energie

D È possibile fare una valutazione aggiornata in relazione alle schede tecniche standard attive, relative ai certificati bianchi, che indichi il controvalore attualizzato della vendita dei TEE rispetto all'unità di riferimento delle schede stesse?

R Riguardo alle schede standardizzate trova gli intervalli di incidenza dell'impatto dei titoli sul costo d'investimento, oltre a specifici casi studio, nello studio condotto in FIRE e pubblicato sul sito.

I valori sono ovviamente indicativi, stante la variabilità dei costi per una stessa tecnologia e del valore dei titoli negli anni. Le valutazioni sono relative all'anno 2010.

D Per ottenere un solo certificato bianco il cui valore è di circa 100 euro/TEP bisogna superare la soglia minima di 25 TEP annuali nel caso di soggetti volontari? Supponendo di aver raggiunto l'obiettivo di 25 TEP annui e di aver avuto la convalida dall'AEEG posso rivendere il certificato bianco acquisiti successivamente a circa 2500 euro nel GME?

R Un certificato bianco equivale energeticamente ad un tep "addizionale". Il valore economico dipende dal mercato, o dall'accordo tra le parti. Con riferimento agli ultimi anni possiamo considerare l'intervallo 70-100 euro/tep. La soglia minima per interventi con schede standardizzate è 25 tep, quindi, come giustamente dice, nell'ipotesi in cui un titolo valesse 100 euro otterrebbe, per l'intervento da 25 tep, 2.500 euro per il primo anno.

Per gli anni successivi i valori possono essere solo stimati. Riguardo alle unità installate le schede non dicono direttamente quante unità deve installare, ma qual è il risparmio in tep per unità e, talvolta, a seconda delle condizioni al contorno (zona climatica, potenza, turni di lavoro etc.).

Nella sezione sui certificati bianchi del sito FIRE (riservata agli associati) abbiamo predisposto una pagina con le unità/tep da installare per ogni scheda standardizzata.

Indicativamente, per la scheda 2 sono necessari 14 scaldacqua per raggiungere un tep; i titoli, con riferimento agli scaldacqua, vengono riconosciuti per cinque anni.

D L'elenco dell'AEEG riporta le società di servizi energetici che non necessariamente sono delle ESCo?

R I soggetti che compaiono nell'elenco dell'Autorità sono quelli che rispondono, in base alla documentazione presentata, ai requisiti previsti dalla deliberazione 103/03 per le "società operanti nel settore dei servizi energetici" e hanno ottenuto l'approvazione di almeno una richiesta di verifica e certificazione dei risparmi energetici conseguiti.

Per le ESCo, come definite nella mail precedente, non è disponibile un elenco.

Le invio il link al numero 3/2009 della rivista Gestione Energia; a pagina 12 trova un articolo sui risultati di un'indagine FIRE che potrebbe interessarle: www.fire-italia.it/gestione_energia/gestione3-09.pdf



Cosa offriamo

- ✓ Un sito web (www.fire-italia.it) dedicato ai diversi aspetti del settore dell'energia, che permette di averne una visione completa dal punto di vista normativo e tecnico.
- ✓ Per i soci è previsto un servizio di consulenza on-line e telefonica che permette di avere il parere dei nostri esperti.
- ✓ La possibilità di richiedere consulenze, studi di fattibilità e monitoraggio normativo a richiesta.
- ✓ L'organizzazione di corsi di aggiornamento professionale, di convegni e di incontri su temi di interesse comune.
- ✓ La rivista trimestrale "Gestione Energia" e le pubblicazioni FIRE.



smart·e

think.energy

Risparmiare energia
è sempre un'ottima idea.

pensaci

SMART-E, SOLUZIONI PER IL MONITORAGGIO DEI CONSUMI ENERGETICI

Smart-e offre ad aziende e enti pubblici **soluzioni intelligenti per l'efficienza e il risparmio energetico**, partendo dal servizio di monitoraggio fino ad arrivare all'ottimizzazione dei consumi.

Il servizio di **audit energetico** proposto da Smart-e ha lo scopo di valutare le modalità di consumo e individuare insieme al cliente gli interventi più idonei in funzione di **un utilizzo razionale ed efficiente dell'energia**.

info@smart-e.it • www.smart-e.it

L'unico watt sostenibile è il negawatt



A causa delle inevitabili dispersioni lungo la linea, 33 unità di energia al punto di consumo richiedono 100 unità di energia primaria

Cos'è il negawatt? Semplice, è il watt che non avete utilizzato.

Risparmio energetico, sinonimo di risparmio economico

L'avvento della "rete elettrica intelligente" (smart grid) è ormai alle porte: stiamo lavorando attivamente all'integrazione di intelligenza e innovazione nelle nostre soluzioni in modo che la "rete intelligente" possa presto diventare realtà. E pensando alle reti intelligenti del futuro, dobbiamo fin d'ora disporre di una soluzione che ci consenta di risparmiare energia e di utilizzarla in modo efficiente.

EcoStruxure™: l'Architettura di gestione dell'energia Power Plant to Plug™

EcoStruxure di Schneider Electric™ è in grado di ridurre l'utilizzo di energia fino al 30%, realizzando al tempo stesso risparmi su investimenti e costi operativi. L'efficienza nell'utilizzo finale dell'energia è l'obiettivo che intendiamo conseguire! La percentuale di fatturato che le aziende spendono per l'acquisto di energia elettrica potrebbe raggiungere il 30% entro il 2020. Esiste inoltre la necessità impellente di ridurre le emissioni di CO₂, in conseguenza dell'aumento della domanda di energia. La gestione energetica è la chiave di volta del problema: rappresenta la soluzione più rapida ed efficace in grado di limitare le emissioni di gas a effetto serra, migliorando al tempo stesso le prestazioni aziendali. Infatti, entro il 2030, l'efficienza energetica e il cambiamento di approccio all'utilizzo dell'energia costituiranno due elementi in grado di ridurre maggiormente le emissioni di CO₂ rispetto all'energia eolica e solare e a tutti i metodi di generazione di energia alternativa combinati insieme.*



Le soluzioni EcoStruxure consentono da subito una riduzione dei costi

Poiché il prezzo dell'energia è in continuo aumento, è più che mai comprensibile il valore di ogni singola unità di energia risparmiata. A ogni unità risparmiata al punto di consumo, infatti, corrispondono tre unità di energia primaria. Oggi l'architettura EcoStruxure Active Energy Management™ è in grado di offrire un risparmio energetico fino al 30% in edifici, impianti industriali e data center. La vostra azienda merita una soluzione Efficient Enterprise™!



Scoprite di più sulla gestione efficiente dell'energia

Scaricate il White Paper GRATUITO "Growing a Green Corporation"

Visitate il sito Web all'indirizzo www.SEreply.com

Codice chiave 89476t

Schneider
Electric™

©2011 Schneider Electric. All Rights Reserved. Schneider Electric, EcoStruxure, Active Energy Management, Power Plant to Plug, and Efficient Enterprise are trademarks owned by Schneider Electric Industries SAS or its affiliated companies. 35 rue Joseph Monier, CS 30323, 95506 Rueil Malmaison Cedex (Francia) • 998-3259_IT

*Fonte: World Energy Outlook 2009, IEA/OECD