

Generazione elettrica
in Italia

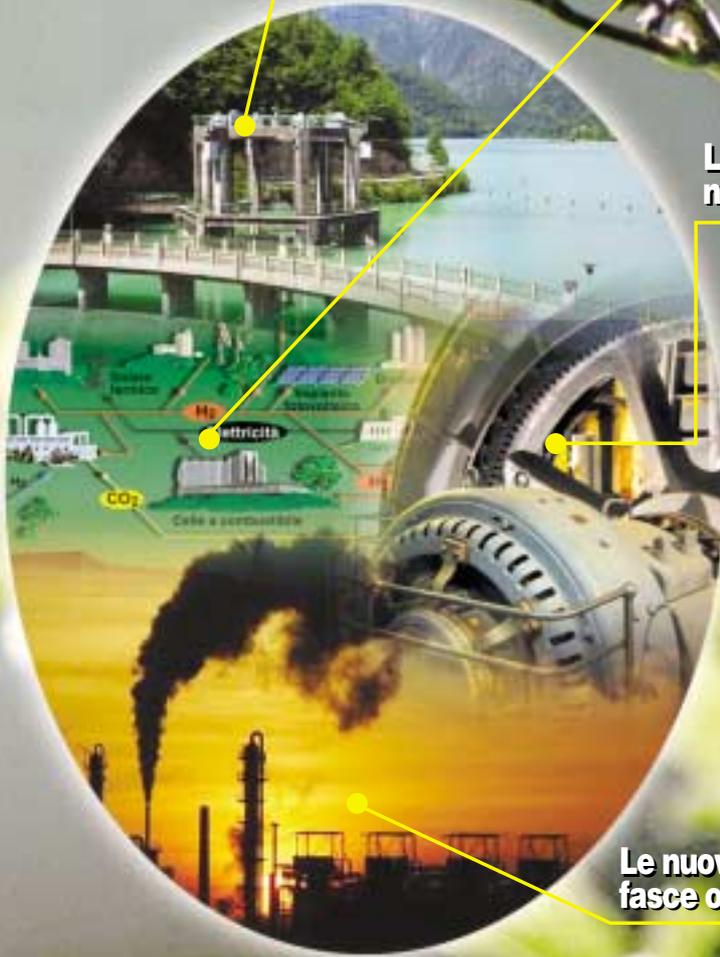
Idrogeno per il
21° secolo

La cogenerazione
nel settore terziario

Le nuove
fasce orarie

gestione energia

periodico di informazione tecnica per gli energy manager



gestione energia

periodico di informazione tecnica per gli energy manager N. 1/2004

Direttore responsabile

Paolo De Pascali

Comitato scientifico

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

Comitato di redazione

Walter Cariani, Francesco Ciampa, Paolo De Pascali, Mario de Renzio, Emilio Manilia, Wen Guo, Giuseppe Tomassetti

Art director

Ferdinando Fabiano

Co-ordinatrice di redazione

Wen Guo

Uffici di redazione

- c/o ISNOVA-FIRE
via Flaminia, 441 - 00196 Roma
tel. 06 36002543 - fax 06 36002544
e-mail: isnova.fire@isnova.it
- c/o ENEA-FIRE, CR Casaccia,
via Anguillarese, 301 - 00060 S. Maria di Galeria (RM)
tel. 06 30483626 30483538 30483981 30483482
fax 06 30486449
e-mail: fire@fire-italia.it - www.fire-italia.it
- c/o ENEA-ISNOVA OPET, CR Casaccia,
CP 2400 Roma
tel. 06 30484118 - fax 06 3048/4447
e-mail: enea_opet@casaccia.enea.it

Casa editrice

Fabiano Editore
Regione S. Giovanni 2/B - 14053 Canelli (AT)
tel. 0141 822557 - fax 0141 822669
e-mail: claudi@fabianogroup.com
www.fabianogroup.com

Impaginazione grafica

Nicoletta Troncon - Fabio Destefanis

Abbonamento annuale Italia € 21,00 Estero € 26,00

una copia € 5,25

C.C.P. n. 12439121 intestato a Fabiano srl
12058 S. Stefano Belbo - tel. 0141 822557 - fax 0141 822669
e-mail: nicole@fabianogroup.com

Pubblicità

Fabiano srl - tel. 0141 822557 - fax 0141 822669
e-mail: claudi@fabianogroup.com

Tariffe pubblicitarie: 2ª di cop. € 1755,00
(pagine 4 colori) 3ª di cop. € 1650,00
4ª di cop. € 1960,00
interna € 1445,00

Autorizzazione del Tribunale di Asti n. 1/2000 del 20/01/2000

Il contenuto degli articoli pubblicati è di esclusiva responsabilità degli autori. La riproduzione di articoli o parte di essi è consentita previa autorizzazione scritta della redazione.

GESTIONE ENERGIA è un'iniziativa realizzata congiuntamente da FIRE, ISNOVA, ENEA e Fabiano Editore, nell'ambito dei programmi di attività delle singole istituzioni suddette e di quello dell'OPET ENEA-ISNOVA.

ENEA (Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) è un ente di diritto pubblico operante nei campi della ricerca e della innovazione per lo sviluppo sostenibile, finalizzata a promuovere insieme gli obiettivi di sviluppo, competitività, occupazione e quello della salvaguardia ambientale. L'ENEA svolge altresì funzioni di agenzia per le pubbliche amministrazioni mediante la prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, dell'ambiente e dell'innovazione tecnologica, ed in collaborazione con ISNOVA partecipa alla rete europea OPET (Organization for the Promotion of Energy Technology). La rete OPET è incaricata dalla Commissione Europea di una specifica iniziativa di attuazione delle misure di accompagnamento al V° Programma Quadro di RST&RD - Tema 4 - Energy, Environment and Sustainable Development - Parte B - Energia ed è coordinata dalla DG TREN - Direzione Affari Generali.

ISNOVA (Istituto per la promozione dell'innovazione tecnologica) è una società consortile a responsabilità limitata costituita nel 1991, partecipata con quota maggioritaria dall'ENEA e da organismi di servizio del sistema bancario italiano (Società Servizi Interbancari, Siteba e SSB). ISNOVA opera nei settori dell'innovazione e della promozione delle tecnologie con l'obiettivo di formare e trasferire capacità ed esperienze per la diffusione della conoscenza scientifica e tecnologica, con particolare riferimento alle esigenze delle piccole e medie imprese.

FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) è un'associazione tecnico-scientifica senza finalità di lucro per la promozione dell'uso razionale dell'energia e la diffusione delle relative informazioni del settore. La FIRE è stata costituita nel 1988 ed opera con la collaborazione dell'ENEA, di ISNOVA e dei Soci interessati a sviluppare attività nei vari settori. Scopo primario della Federazione è la promozione dell'uso razionale dell'energia anche attraverso azioni di supporto operativo, tecnico o scientifico nei confronti degli Energy Managers. Dal 1992 è operante un Accordo di Programma con il Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato che incarica la FIRE delle attività di supporto al Ministero stesso per l'attuazione dell'art.19 della legge 10 del 1991 che riguarda la figura del Responsabile dell'Energia.



FORMAZIONE & PROFESSIONE

4 La cogenerazione: applicazione nel settore terziario in Italia

12 Il servizio di gestione dell'energia per gli Enti Locali

TECNOLOGIE & INIZIATIVE

16 Idrogeno: energia per il 21° secolo
1ª PARTE

MERCATO & FINANZIARIA

29 Un'analisi della generazione di elettricità in Italia
2ª PARTE

POLITICHE, PROGRAMMI, NORMATIVE

42 Le nuove fasce orarie

NEWS

47 Nota informativa

53 Appuntamenti

RUBRICHE

55 Decreti e Delibere

Sommario

PREVISIONI COMUNITARIE?

Il volume "European Energy and Transport Trends to 2030", pubblicato dalla Commissione europea all'inizio del 2003 e ricevuto nella seconda metà dell'anno, aggiorna ed estende le analisi previsionali già riportate nelle precedenti edizioni dell'Annual Energy Review.

La presentazione a firma del Presidente della CE nonché Commissario ai Trasporti ed all'Energia, Sig.ra de Palacio, sottolinea l'importanza di disporre di una visione aggiornata delle previsioni a lungo termine in materia di energia e trasporti in relazione al prossimo allargamento dell'Unione Europea a 25 Paesi.

Il quadro predittivo che scaturisce dalla pubblicazione delinea un trend caratterizzato da una buona crescita economica per la vecchia UE a 15, considerata l'ampiezza del periodo (2000-2030), con un incremento medio annuo del prodotto lordo pari a circa il 2,3%, ed una progressiva diminuzione della crescita dei consumi energetici, con un incremento medio annuo di consumo interno lordo pari a circa 0,6%. Quest'ultimo indicatore parte infatti dal valore di 0,8% per il periodo 2000-2010, per passare a 0,5% per il periodo 2010-2020 ed arrivare a 0,4% per il periodo 2020-2030.

Per quanto riguarda l'UE a 25 gli indicatori rimangono sostanzialmente gli stessi; circa il 2,3% annuo la crescita economica, circa lo 0,6% annuo i consumi. Delinea insomma una prospettiva non eccezionale ma nemmeno pessima, grosso modo in linea anche con quella progettata in tema di emissioni di CO₂ e di dipendenza energetica e quindi convergente con le "policies" ipotizzate. Ma sarà così? È ancora troppo presto per confermare una previsione a così lunga scadenza basandosi sui dati reali di appena 2-3 anni, dal 2000 in poi.

Appare ormai certo però che le previsioni economiche formulate hanno errato per eccesso. Lo studio prevede infatti per il periodo 2000-2005 una crescita economica annua per UE a 15 pari a 2,38%; sappiamo che non è stato così e non sarà così per il prossimo futuro.

Recenti notizie danno la crescita della Germania per il 2004 pari a 0,4-0,8%, e siccome l'economia tedesca pesa in maniera rilevante sull'intera economia comunitaria c'è il rischio di chiudere il 2004 con una crescita intorno all'1%.

È molto probabile che ciò porterà anche ad una riduzione dei consumi energetici, ma è questo che vogliamo? Ridurre i consumi mediante la riduzione delle crescite?

Forse invece si può cogliere l'occasione, e fare di necessità virtù, costruendo la politica di rilancio, richiesta a pari voce da tutte le parti, per indirizzare il sistema verso un'economia a minore intensità energetica e meno legata alle fonti tradizionali. Ma finora i segnali che appaiono in tal senso sembrano abbastanza modesti e limitati.

Anche per quanto riguarda il rapporto con la situazione nazionale, nonostante la disponibilità di qualche dato in più, i suoi lineamenti appaiono ancora contenuti ed imprecisi. Alcune prime considerazioni di massima sono però possibili.

Il PIL italiano è aumentato di 1,8% dal 2000 al 2001, dello 0,4% dal 2001 al 2002 e dello 0,5% nel 2003. Per il 2004 continuano le stime al ribasso, le ultime valutazioni dando un incremento pari all'1,2%. Lo studio europeo indica per il periodo 2000-2005 un incremento annuo pari al 2,34%.

Per quanto riguarda i consumi energetici lo studio comunitario prevede un incremento medio annuo per il periodo 2000-2001 pari a 0,4% del consumo interno lordo e pari a 1,1% della domanda finale. I dati nazionali ufficiali disponibili per gli anni di interesse indicano un andamento simile a quello del PIL, ed esattamente:

2001/2000	+ 1,5% consumo interno lordo di energia
	+ 1,7% consumo finale

2002/2001	- 0,6% consumo interno lordo di energia
	- 0,5% consumo finale

Ma il contrasto più evidente è dato dai consumi elettrici.

Lo studio prevede un incremento annuo dei consumi elettrici in Italia pari a 1,4% nel periodo 2000-2010. I dati sui consumi riportati dal GRTN sono stati:

2001/2000	+2,0%
2002/2001	+2,6%
2003/2002	+2,9%

Le previsioni, sempre del GRTN, sono di +3,4% per il 2004, di + 3,0% nel 2005 e di + 3,1% nel 2006.

Stiamo forse indirizzandoci verso un sistema a bassa crescita ed alto incremento dei consumi elettrici?

A parte l'impatto conflittuale con l'insieme produzione/approvvisionamento elettrico nazionale, del quale discutiamo da tempo e che per il prossimo futuro rimane comunque in parte irrisolto, quali saranno gli effetti sull'organizzazione sociale-insediativa e su quella economico-produttiva? Saremo in grado di rispondere adeguatamente a tali spinte evolutive? Spero di poter ricevere qualche contributo in tal senso con cui aprire un dibattito sulla rivista.

PAOLO DE PASCALI



ROBERTO LOSCHI
Divisione Energia CLP
Concordia S.c.a r.l.

La cogenerazione: applicazione nel settore terziario in Italia

4

RIASSUNTO

Il settore terziario è considerato di minore importanza e marginale rispetto a quello industriale per fabbisogno energetico. Con questa premessa si ritiene, erroneamente, che l'applicazione della cogenerazione in questo settore non produca benefici sensibili e, pertanto, non è conveniente investire risorse.

La seguente relazione, pur nella brevità richiesta, vuole dimostrare come questi pregiudizi siano

sbagliati e spronare operatori e progettisti all'applicazione di questa tecnologia anche fuori dal settore industriale e dei grandi impianti.

L'ENERGIA NEL SETTORE TERZIARIO

L'energia elettrica

Il consumo d'energia elettrica nel settore terziario in Italia è stato per l'anno 2002 di circa 71.800 mln kWh¹, con un incremento rispetto al 2001 del 5,9% (Tabella 1). Per il settore domestico, il consumo si è attestato su circa 63.000 mln di kWh.

Tabella 1
Consumi d'energia elettrica nel terziario anni 2001 e 2002²

	2001	2002	
TERZIARIO	67.802,6	71.797,7	5,9
Servizi vendibili	52.221,2	55.250,4	5,8
Trasporti	8.567,2	8.966,8	4,7
Comunicazioni	3.337,1	3.277,9	-1,8
Commercio	16.358,5	17.519,9	7,1
Alberghi, Ristoranti e Bar	9.312,2	9.744,5	4,6
Credito ed assicurazioni	2.440,1	2.462,7	0,9
Altri Servizi Vendibili	12.205,9	13.278,6	8,8
Servizi non vendibili	15.581,4	16.547,3	6,2
Pubblica amministrazione	3.499,8	3.603,6	3,0
Illuminazione pubblica	5.560,7	5.699,7	2,5
Altri Servizi non Vendibili	6.520,9	7.244,0	11,1
DOMESTICO	61.553,2	62.957,6	2,3
- di cui serv. gen. edifici	4.549,7	4.667,8	2,6

¹ Fonte statistiche GRTN

² Fonte statistiche GRTN

La ripartizione in sottocategorie vede una preponderanza delle attività commerciali ed una quota significativa del settore ristorazione ed alberghiero.

Se analizziamo gli andamenti dei consumi (sempre nel periodo 2001-2002) degli altri settori rileviamo che sono rimaste fondamentalmente stabili le quote di consumo dell'industria (+ 0,2%), del settore domestico (0%), mentre quella dell'agricoltura è addirittura scesa (-5,3%).

Si confrontano questi dati con i consumi totali del paese Italia, consuntivati in 285.000 mln di kWh nel 2001 e 291.000 mln di kWh nel 2002, si può notare come il settore terziario insieme a quello domestico coprono rispettivamente il 23,7% (2001) - 24,7% (2002) e 21,6 - 21,6 %. Complessivamente questi due settori, che possiamo considerare uniti al fine della microgenerazione nel terziario, assorbono il 46,3 % dei consumi nazionali.

L'incidenza del terziario sul consumo totale è cresciuta di + 1%. La diffusione sempre maggiore di tecnologia avanzata e della climatizzazione lascia prevedere ulteriori incrementi nei prossimi anni.

Questi pochi dati mettono in evidenza che la microgenerazione, meglio se inquadrata in un'ottica di generazione diffusa, non è da considerare marginale rispetto al quadro energetico del nostro paese. Intervenire su settore terziario non è secondario rispetto a quello industriale come si potrebbe pensare.

Il gas metano

Il gas metano è una delle principali fonti energetiche primarie in Italia.

Con un consumo di 58,1 mtep per l'anno 2002 contro un consumo generale delle fonti energetiche di 178 mtep³.

La suddivisione dei consumi in funzione delle categorie evidenzia che il consumo relativo al settore terziario è del 8% e al domestico è del 28%. I consumi del 2003 prevedevano un consumo di 63,1 mtep (+ 9%), con una incidenza del terziario (+ domestico) del 40%.

Anche in questo caso il consumo del settore terziario ha un peso sempre crescente, mentre quello industriale segna un andamento pressoché stabile.

³ Fonte Eurogas

⁴ "Noi prevediamo un mondo in cui la produzione di energia sarà realizzata con macchine più piccole, più pulite e più efficienti. Per l'energia in America prevediamo un sistema più vicino a mercato vero e proprio con più competizione e maggiori possibilità di scelta per l'utente. Inoltre prevediamo affidabilità rafforzata, offerta più abbondante e prezzi più bassi". "Per conseguire i nostri obiettivi di consentire una migliore scelta individuale, il nostro Piano contempla un sistema di generazione distribuita dell'energia".

La cogenerazione e le fonti energetiche primarie

Dai titoli precedenti si evince come il sistema Italiano è sempre più proiettato verso l'energia elettrica ed il gas metano come energia primaria (e questa non è certo una novità!). L'aspetto importante è che la quota dei consumi attribuibile al terziario (+ domestico) non solo non è marginale, ma è destinata a diventare sempre più significativa.

Questi due aspetti basterebbero da soli a giustificare lo sviluppo della microgenerazione (o della generazione diffusa) nel settore del terziario.

LA GENERAZIONE DIFFUSA

La generazione distribuita negli USA

In questi ultimi anni, diversi eventi hanno portato gli Stati Uniti a ripensare il sistema energetico nazionale, passando da uno sviluppo basato su grandi centrali ad uno basato su piccoli e micro impianti distribuiti sul territorio.

Il programma DER (Distributed Energy Resources) prevede lo sviluppo di tutte le condizioni (normative, economiche, standardizzazione, etc.) per incentivare l'installazione di piccoli impianti modulari interconnessi con la rete. I benefici attesi sono:

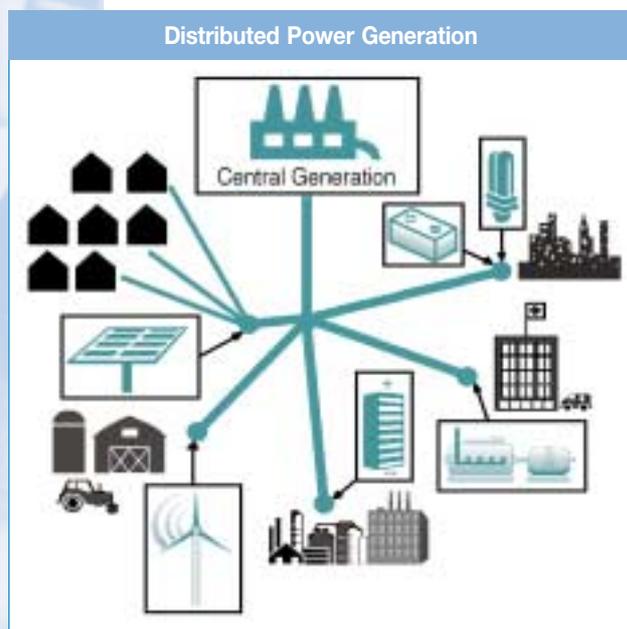
- Maggiore rendimento complessivo del sistema;
- Minori perdite di trasporto e possibilità di utilizzare le reti esistenti anche a seguito di un aumento dei consumi;
- Maggiore modularità (e sicurezza) nel controllo generale della rete;
- Migliore qualità dell'energia (soprattutto nei punti terminali delle reti);
- Minore costo del kWh;
- Minori costi d'investimento per singolo progetto.

La generazione distribuita è quindi la risposta USA allo sviluppo del sistema energia⁴.

La generazione distribuita in Italia

In Italia la (co)generazione distribuita è, purtroppo, un concetto ancora ristretto agli addetti ai lavori, anche se i blackout della scorsa estate lo hanno temporaneamente portato agli onori della ribalta su alcuni quotidiani.





6

Purtroppo, la sindrome NIMBY (letteralmente “non nel mio giardino dietro”) non colpisce solo per le megacentrali, ma anche per i piccoli impianti che hanno l'unico difetto di non essere tecnologie convenzionali (la caldaia).

Si può citare ad esempio il caso di una centrale termica di un piccolo teleriscaldamento, alimentata a BTZ, dove la maggiore preoccupazione degli abitanti era l'inquinamento del motore (a gas metano) ... non è stato facile far capire loro che le emissioni del motore erano sicuramente inferiori e meno nocive di quelle delle caldaie.

È comunque certo che lo sviluppo della cogenerazione nel settore del terziario sarebbe il primo nucleo di cristallizzazione e sviluppo di una generazione energetica diffusa.

LE TECNOLOGIE

Le tecnologie attuali

Le attuali tecnologie per la cogenerazione nel settore terziario sono:

- I motori endotermici;
- Le microturbine.

I MOTORI ENDOTERMICI

Con più di vent'anni d'esperienza, i motori endotermici, sono sicuramente la tecnologia più diffusa ed affidabile. Per le piccole taglie (30-150 kW) sono in genere motori derivati dai gruppi diesel impiegati per la trazione stradale pesante. La trasformazione a gas metano ha raggiunto un livello di specializzazione ed affidabilità che ne ha decretato il predominio in questo settore. Le taglie coprono il campo dalle poche decine di kWe fino ai 200 kWe. I rendimenti elettrici hanno valori sempre superiori al 32 – 33%; quelli totali sono dal 90% in su (Tabella 2).

Il mercato annovera diversi fornitori/assemblatori. Se però si considerano solo quelli che possono vantare un servizio di manutenzione e gestione completo e diffuso sul territorio la scelta si riduce drasticamente a poche aziende.

LE MICROTURBINE

La tecnologia della cogenerazione basata sulle microturbine ha visto un progressivo interesse negli ultimi due anni, soprattutto grazie all'atti-

Tabella 2
Dati caratteristici cogeneratori con motore endotermico modello BIBLOC della CPL Concordia

Modello	U M	BB 35 A	BB 50 A	BB 60 A	BB 90 A	BB 125 A
Potenza assorbita	kW	130	174	200	282	393
Potenza elettrica	kW	35	50	60	90	125
Potenza termica	kW	75	107	120	170	222
Rendimento totale	%	85,6	90,2	90,0	92,1	89,0
Motore		VALMET	VALMET	VALMET	SCANIA	SCANIA
Sistema di alimentazione		Aspirato	Aspirato	Aspirato	Aspirato	Turbointerc.
Cilindrata	litri	4,400	7,400	7,400	11,700	11,700
N° cilindri		4	6	6	6	6
Consumo gas	Sm ³ /h	13,5	18,1	20,8	29,1	40,8
Alternatore		BrookHansen	BrookHansen	BrookHansen	BrookHansen	BrookHansen
Rumorosità a 1 metro	dB(A)	< 75	< 75	< 75	< 75	< 80
Lunghezza	m	2,780	3,210	3,210	3,690	3,850
Larghezza	m	0,900	0,900	0,900	1,100	1,300
Altezza (h. quadro elettr. 2,000)	m	1,040	1,460	1,460	1,550	1,650
Peso	kg	1540	2200	2200	3200	3850

生态世界展览会

ECOMONDO

CHINA

Muovi il tuo business verso la Cina



SETTORI MERCEOLOGICI

1. Ciclo completo del rifiuto (Raccolta, Trattamento, Riciclaggio)
2. Ciclo completo dell'acqua
3. Trattamento e riciclo idrico
4. Energie da fonti rinnovabili
5. Mobilità sostenibile
6. Depurazione e trattamento dell'aria
7. Disinquinamento acustico
8. Bonifica dei siti contaminati
9. Servizi ambientali
10. Analisi, misura e controllo

Ecomondo China,
collettiva italiana all'interno di:
**IFAT CHINA, Fiera Internazionale
sulla Protezione Ambientale**

Shanghai

29 Giugno/2 Luglio
2004

CON IL PATROCINIO DI:
Ministero dell'Ambiente
Regione Emilia Romagna

IN COLLABORAZIONE CON:
ICE Istituto Commercio Estero

IN PARTNERSHIP CON:
IFAT Monaco

**New International
Expo Center, SNIEC**

Organizzato da:

 **RIMINI FIERA**
BUSINESS SPACE

Rimini Fiera Spa
Via Emilia, 155 - 47901 RIMINI
Tel. +39 0541 744111
e-mail: rimini@riminifiera.it
www.riminifiera.it



L'iniziativa è realizzata nell'ambito dell'Accordo di Programma tra Regione Emilia Romagna - Ministero Attività Produttive e ICE e con il patrocinio del Ministero dell'Ambiente.

Italia Energia

Dal 1980, l'informazione più completa e aggiornata
nel settore dell'energia

Direttore responsabile:

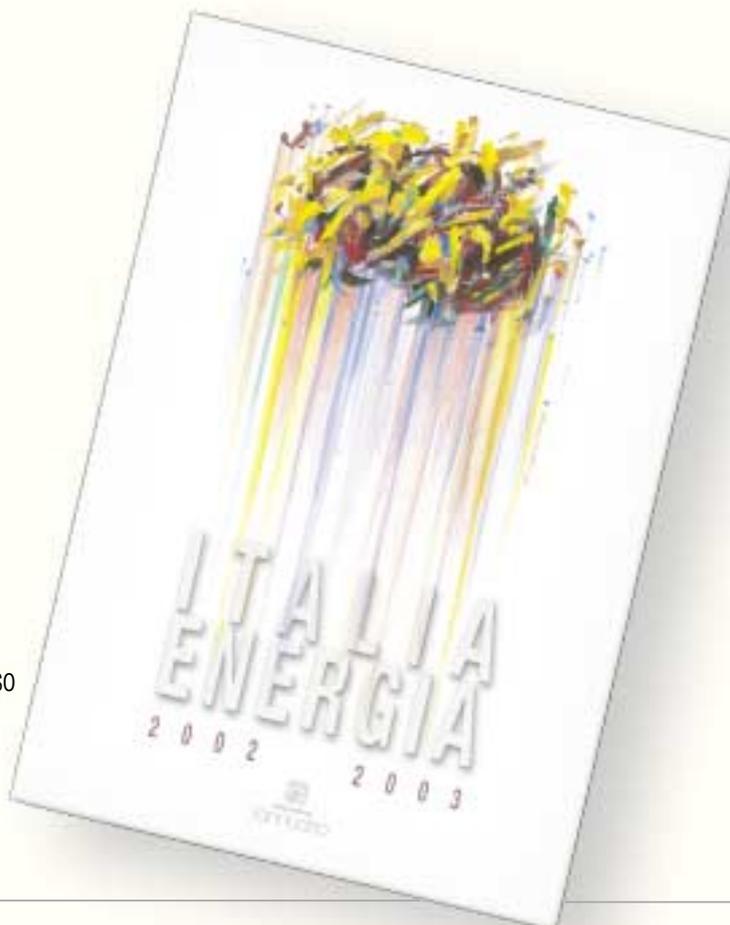
Carlo Ricci

Comitato di redazione:

Ugo Bilardo, Cesare Boffa, Ilaria Bottio,
Luigi Franco Bottio, Dario Chello, Raffaele Chiulli,
Alessandro Clerici, Stefano Delli Colli,
Giovanni De Pratti, Diego Gavagnin,
Emanuele Martinelli, Davide Tabarelli, Luca Tabasso

Anno di fondazione: 1980

Casa editrice: L'Annuario



Data di uscita marzo

La pubblicazione si pone lo scopo di far incontrare domanda e offerta di prodotti e servizi energetici e si conferma sempre più uno strumento informativo per chi necessita di una conoscenza aggiornata e corretta del settore energetico, permettendo di penetrare al meglio un mercato per sua natura molto complesso.

Formato mm 210 x 297

Foliazione 550 pagine

Tiratura 4000 copie

Target Energy manager, aziende energetiche, clienti idonei sul mercato libero, studi tecnici pubblici e privati, studi di progettazione, laboratori di ricerca e istituti sperimentali, produttori e distributori di combustibili, Associazioni di categoria, Regioni, Province, Comuni e società di gestione servizi (gas, luce, idrici).

Prezzo di copertina 50 €

vità promozionale di ENEL SI. Le potenze elettriche coprono una fascia dagli 80 a 150 kWe. I rendimenti elettrici sono dal 22 al 28% con efficienze totali in generale inferiori al 80%. Rispetto ai motori, il vantaggio di questa tecnologia è rappresentato dalle basse emissioni di NOx, grazie all'alto rapporto aria combustibile.

Al momento i maggiori ostacoli per la sua diffusione sono:

- basso rendimento elettrico;
- investimento iniziale ancora più alto di quello dei motori;
- mancanza di dati di riscontro sulla durata nel tempo;
- mancanza di un servizio di manutenzione (service) distribuito sul territorio che possa assicurare tempi d'intervento sufficientemente rapidi (24 - 48 ore).

Le tecnologie future

Le future tecnologie per la cogenerazione nel settore terziario sono riconducibili sostanzialmente alle Fuel Cell (FC).

Le FC attualmente sul mercato sono state sviluppate principalmente per il settore aerospaziale e, successivamente, automobilistico. Sono del tipo alcalino (AFC), con temperature di lavoro inferiori ai 120°C. L'evoluzione della cogenerazione con FC arriverà con quelle ai carbonati fusi (MCFC) e quelle agli ossidi solidi (SOFC). La particolarità di queste celle è quella di poter lavorare a temperature molto più alte rispetto a quelle alcaline, recuperando calore ad alta temperatura (si possono, almeno teoricamente, iporizzare cicli combinati di piccolissima taglia con FC e microturbine).

Quale che sia il tipo di FC impiegata, occorrerà attendere almeno una decina d'anni per avere un prodotto industriale affidabile e collaudato. Si può tranquillamente concludere che la tecnologia vincente per la cogenerazione nel settore del terziario rimanga ancora quella di motori endotermici a gas metano.

I CLIENTI

Se dividiamo tutto il settore civile in gruppi omogenei abbiamo le seguenti categorie:

- Centri sportivi/fitness
- Piscine
- Alberghi

- Case di riposo/comunità
- Ospedali/case di cura
- Complessi condominiali
- Piccoli teleriscaldamenti

In base alle caratteristiche tecniche possiamo suddividerli in:

- Sincroni con funzione d'emergenza;
- Asincroni;
- In parallelo rete in BT o in MT.

Il regime impositivo (accise) applicabili su gas metano non defiscalizzato permette di suddividerli ancora in:

- Imposta altri usi civili;
- Imposta usi industriali.

I clienti interessanti per la cogenerazione

Premesso che ogni caso deve essere attentamente valutato da un'azienda di riconosciuta professionalità per la valutazione del merito economico (studio di fattibilità), si può tentare una generalizzazione del cliente tipo per la cogenerazione nel settore terziario (vedi tabella 3).

Di primaria importanza è il regime fiscale al quale è assoggettato il gas metano utilizzato dal cliente.

Se riprendiamo la tabella 3 possiamo ridividere i clienti tipo sulla base del regime fiscale in assenza di cogenerazione (Tabella 4).

Inoltre com'è noto una quota parte del gas metano utilizzata dal cogeneratore ricade sotto l'aliquota degli usi agevolati per la produzione d'energia elettrica, pari a 0,04493 cent€/mc⁶. La quantità di combustibile al quale applicare questa aliquota è forfettizzata in 0,25 mc/kWh elettrico prodotto⁷.

Il risparmio per la defiscalizzazione del gas metano per il cogeneratore è molto incisivo se si rapporta all'accisa per usi civili (17,00 cent€/mc); è meno sensibile se rapportato a quella per gli usi industriali (1,2498 cent€/mc). La differenza è normalmente ampliata dall'applicazione dell'addizionale regionale, variabile da regione a regione, ma che vede valori medi di 1,8 - 3,0 cent€/mc per gli usi civili contro 0,5 - 0,6 cent€/mc per gli usi industriali.

Per esempio, un impianto di 90 Kw_e installato in una piscina potrebbe ottenere un risparmio di 12-14.000 €/anno.

⁵ La vita dichiarata dai costruttori è di 60.000 ore, pari a quella dei motori. Non esiste, però, in Italia un impianto che abbia raggiunto questo limite d'esercizio.

⁶ Punto 11 Tabella A del T.U.A.

⁷ Circolare 42/89 dell'Autorità

Tabella 3
Caratteristiche dei clienti tipo del settore terziario

Centri sportivi/fitness	✓ Consumo elettrico > 300.000 kWh/anno ✓ Consumo gas metano > 100.000 mc/anno
Piscine	✓ Volume delle vasche coperte >500 – 800 mc (vasca da 25 m + vasca bambini o idro o vasca terapeutica)
Alberghi	✓ N. camere > 200 (meglio se con aree fitness o piscina)
Case di riposo/comunità	✓ N. posti letto > 100
Ospedali/case di cura	✓ N. posti letto > 100
Complessi condominiali	✓ N. appartamenti > 200
Piccoli teleriscaldamenti	✓ Quartieri, complessi condominiali (>150 app.) ✓ Complessi artigianali ✓ Nuove urbanizzazioni

GLI IMPIANTI

Il dimensionamento dell'impianto è sicuramente una delle fasi principali dell'intero progetto. Sbagliare la taglia del cogeneratore porterà inevitabilmente delle inefficienze durante tutta la vita dell'impianto, non eliminabili se non a fronte di ingenti investimenti.

Per questo la scelta non può prescindere da un'analisi attenta dei flussi energetici nell'arco della giornata tipo del periodo invernale, estivo e medio stagionale. Solo allo scopo di dare una generale definizione delle caratteristiche degli impianti nel settore terziario, è interessante cercare di incasellare le categorie d'utenti sopra riportate ed individuare, categoria per categoria, quale può essere la taglia dell'impianto.

Una risposta sufficientemente attendibile è riportata nelle tabelle 5, 6 e 7⁸.

L'ammortamento ed il risparmio

Il risparmio ottenibile dagli impianti di cogenerazione sopra riportati dipende in primo luogo dal regime fiscale applicato prima della cogenerazione.

Se l'accisa è quella per usi civili, il risparmio conseguito ripaga l'impianto (payback time) in un periodo indicativo di tre anni; se l'accisa è per usi industriali il pbt sale a quattro anni. Interessante è il caso dei teleriscaldamenti.

Se il cogeneratore è inserito secondo opportuni criteri⁹ in un impianto di teleriscaldamento che alimenta utenze civili, oltre alla defiscalizzazione del combustibile del cogeneratore si ottiene il riconoscimento dell'accisa industriale per i consumi delle caldaie d'integrazione.

In questo modo il risparmio è decisivo e riduce il pbt a 2-3 anni.

Tabella 4
Clienti tipo del settore terziario suddivisi per regime fiscale

Centri sportivi/fitness	Industriale (se senza scopo di lucro) Civile (se con scopo di lucro)
Piscine	Industriale (se senza scopo di lucro) Civile (se con scopo di lucro)
Alberghi	Industriale
Case di riposo/comunità	Industriale
Ospedali/case di cura	Industriale (se con scopo di lucro) Civile (se senza scopo di lucro)
Complessi condominiali	Civile (fatto salvo il teleriscaldamento)
Piccoli teleriscaldamenti	Industriale (se con cogenerazione >10%) Civile (senza cogenerazione)

⁸ In codice del cogeneratore individua la potenza elettrica. Sono stati utilizzati i moduli di cogenerazione modello BIBLOC e modello SIN-CRO della CPL Concordia.

⁹ Potenza elettrica del cogeneratore superiore al 10% della potenza termica complessiva erogata all'utenza.

Tabella 5 Piscine				
Volume vasche (mc)	Potenza El. Impegnata (kW)	Consumo annuo gas metano (mc)	Consumo annuo energia el. (kWh)	Modello
< 500				/
da 500 a 800	> 50	100.000	300.000	Bibloc 35
da 800 a 1.500	> 100	150.000	450.000	Bibloc 60
da 1.500 a 2.000	> 150	200.000	650.000	Bibloc 90
da 2.000 a 2.500	> 170	300.000	900.000	Bibloc 125
da 2.500 a 3.000	> 250	450.000	1.300.000	2 x Bibloc 90
> 3.000	> 300	550.000	1.800.000	2 x Bibloc 125

Tabella 6 Ospedali / Cliniche				
Posti letto (n.)	Potenza El. Impegnata (kW)	Consumo annuo gas metano (mc)	Consumo annuo energia el. (kWh)	Modello
< 60				/
da 60 a 100	> 80	100.000	300.000	Bibloc 35
da 100 a 120	> 100	150.000	450.000	Bibloc 60
da 120 a 150	> 130	200.000	700.000	Bibloc 90
da 150 a 170	> 150	300.000	1.000.000	Bibloc 125
da 170 a 200	> 250	500.000	1.300.000	2 x Bibloc 90
da 200 a 300	> 300	800.000	1.800.000	2 x Bibloc 125
da 300 a 500	> 400	1.000.000	2.500.000	Sincro 300
da 500 a 600	> 600	1.500.000	4.000.000	Sincro 500
da 600 a 700	> 1.000	1.800.000	7.500.000	Sincro 800
> 700	> 1.200	2.000.000	9.000.000	Sincro 1.000

Tabella 7 Case di riposo				
Posti letto (n.)	Potenza El. Impegnata (kW)	Consumo annuo gas metano (mc)	Consumo annuo energia el. (kWh)	Modello
< 50				/
da 50 a 100	> 80	150.000	300.000	Bibloc 35
da 100 a 200	> 100	180.000	450.000	Bibloc 60
da 200 a 300	> 130	250.000	500.000	Bibloc 90
da 300 a 350	> 150	300.000	600.000	Bibloc 125
da 350 a 400	> 250	400.000	700.000	2 x Bibloc 90
> 400	> 1.200	600.000	800.000	2 x Bibloc 125

CONCLUSIONI

Il settore terziario rappresenta per la cogenerazione un interessante mercato in sviluppo. Purtroppo come spesso accade la potenzialità del mercato è raffreddata da rigidità e complicazioni normative che spesso scoraggiano i clienti finali anche a fronte di significativi risparmi. Troppo spesso si legge di incentivi economici "spot" per la microcogenerazione senza valutare che il valore di questi incentivi (ammesso e non concesso che si arrivi ad incassarli) è sempre inferiore agli extracosti dovuti alla burocrazia, alla eccessiva complicazione impianti-

stica imposta dai regolamenti, ad interventi normativi sconsiderati delle autorità locali.

Riportando un'affermazione del Presidente di Cogena, Giorgio Bergamini, "La cogenerazione è una tecnologia che non ha bisogno di sovvenzioni ... si paga da sé. Ha però bisogno di un contorno normativo semplice, certo, condiviso che gli permetta di lavorare".

Ad oggi questo messaggio di buon senso che arriva dagli operatori è ancora disatteso.

L'impegno dei progettisti deve essere massimo e entusiastico perché la generazione distribuita e la cogenerazione, soprattutto per i micro impianti, è un approdo inevitabile. ■



ANTONIO DE GIORGI
 Agenzia dell'Energia
 di Lecce

Il servizio di gestione dell'energia per gli Enti Locali

Una proposta innovativa dell'Agenzia dell'Energia di Lecce

12

L'Agenzia dell'Energia di Lecce è un Consorzio costituito nel 2000 dalla Provincia di Lecce e dall'Università degli Studi di Lecce allo scopo di fornire assistenza agli enti locali nelle politiche energetiche e nell'applicazione della normativa di settore.

L'Agenzia svolge la propria attività nel controllo degli impianti termici sul territorio provinciale (Legge n.10/91 e DPR 412/93); in questo ambito ha predisposto un Regolamento, comprendente le procedure di verifica e le modalità di visita presso le utenze, ed è incaricata dalla Provincia di verificare l'applicazione della campagna da parte del soggetto incaricato, alla luce della normativa generale e locale.

Un ruolo importante viene svolto dall'Agenzia nella elaborazione del Piano Energetico Provinciale, ai sensi del Decreto Legislativo n.112/98. Particolarmente stimolanti appaiono, in questo settore, gli scenari ipotizzati per il territorio provinciale, particolarmente dotato di risorse naturali solari ed eoliche, che viene proposto quale "laboratorio" permanente per l'impiego su scala diffusa delle fonti rinnovabili.

In questo senso l'Agenzia ha svolto un'intensa attività di promozione delle nuove tecnologie fotovoltaiche, che gli utenti locali hanno recepito con risposte massicce dalla Provincia ai Bandi "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico", e coordina localmente il progetto comunitario Altener "Paese del Sole", che consiste in una

campagna integrata di comunicazione e di promozione per la diffusione dei pannelli solari ad uso termico sul territorio provinciale.

I dirigenti del Consorzio hanno inoltre voluto confrontarsi subito con un'esigenza basilare del programma di attività: agire sul lato dei consumi e dell'uso razionale dell'energia, a partire dagli interlocutori prioritari del Consorzio: i Comuni e gli Enti locali.

Da vari confronti ed elaborazioni è scaturita una proposta organica: il servizio integrato di gestione dell'energia (*energy management*), sotto forma di incarico di consulenza, studiata per far fronte a tutte le esigenze che deve soddisfare un Ente locale, con una particolare attenzione ai piccoli Comuni.

Si ricorda che la Provincia di Lecce comprende 97 Comuni, tutti aventi, con l'eccezione del capoluogo, meno di 30.000 abitanti. Sono pertanto accentuate in questo territorio le difficoltà – nelle risorse umane e finanziarie – legate alle limitate dimensioni degli Enti locali, e per contro appaiono ancor più opportune quelle forme di aggregazione, in particolare nella fruizione di servizi comuni, che consentono di razionalizzare le risorse.

La proposta, applicabile sia per singoli comuni che per loro aggregazioni come Società consortili o Consorzi, recepisce sostanzialmente due linee di intervento:

RIQUADRO A**CONTENUTI DEL BILANCIO ENERGETICO**

Il Bilancio Energetico Consortile è un documento di tipo tecnico-economico, e costituisce lo strumento fondamentale con cui la Società promuove il risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia nelle strutture, dotazioni e attrezzature di propria competenza (uffici comunali, scuole, sistemi di illuminazione pubblica, parchi autovetture ecc.).

Esso comprende:

- una raccolta organica di dati, il più possibile disaggregati, sui consumi energetici e idrici dei Comuni associati;
- l'elaborazione dei dati raccolti sulla base del tipo di fonte, della qualità dell'energia (es. usi termici, usi elettrici) e del tipo di uso finale (riscaldamento, acqua sanitaria, illuminazione, trasporti);
- la verifica e l'ottimizzazione dei contratti di fornitura di energia elettrica e acqua;
- una diagnosi sull'efficienza delle trasformazioni energetiche, sull'uso appropriato delle varie fonti di energia e delle relative potenzialità di risparmio;
- un piano pluriennale di interventi, tesi ad incrementare l'uso efficiente dell'energia, comprendente l'analisi tecnico-economica degli investimenti ed il ritorno economico atteso.

Metodologia di valutazione dei consumi energetici

I consumi energetici saranno valutati secondo le indicazioni e le procedure, per quanto applicabili in analogia, contenute nella Circolare del Ministero dell'Industria N. 219/F del 2.03.1992 (G.U. 9.3.92 n.57).

Ottimizzazione delle forniture

Saranno analizzati i documenti contrattuali e contabili delle varie forniture energetiche e idriche, verificandone i parametri, la sussistenza di eventuali penali, la discordanza rispetto ai dati attesi, l'opportunità di approvvigionamenti alternativi in rapporto all'entità ed alla tipologia dei consumi.

Indicatori di consumo

Saranno elaborati indici specifici o indicatori di consumo energetico (es. kWh annui per mq di superficie illuminata, mc di gas per mc riscaldato, mc di acqua per occupante), che consentano di effettuare confronti tra varie attività, monitorare nel tempo l'andamento dei consumi e della relativa efficienza energetica, verificare l'efficacia degli interventi effettuati.

Interventi specifici

In relazione a situazioni o utenze specifiche, saranno proposti interventi di uso efficiente dell'energia, attraverso la definizione di parametri tecnico-economici ed in accordo con gli indirizzi della Società; a titolo esemplificativo, detti interventi possono consistere in:

- rifasamento degli impianti elettrici in modo da rientrare nei parametri contrattuali;
- interventi di coibentazione negli involucri edilizi;
- interventi di coibentazione delle tubazioni calde negli impianti di riscaldamento;
- miglioramento dell'efficienza nel riscaldamento degli edifici (termoregolazione, combustione ecc.);
- ottimizzazione dell'impianto di illuminazione pubblica;
- sostituzione di fonti tradizionali con sistemi utilizzando energie rinnovabili (es. produzione di acqua calda con pannelli solari, produzione elettrica con generatori eolici ecc.).

Aspetti finanziari

Nella formulazione delle proposte, si terrà conto del quadro economico-finanziario della Società e dei Comuni associati, in stretta collaborazione con i dirigenti interessati.

- 1 - il ruolo e le mansioni "tradizionali" dell'Energy Manager all'interno del Comune per la gestione dei propri consumi, come derivano dalla normativa (Circolare del Ministero dell'Industria N. 219/F del 2.03.1992) e dall'ampia pratica applicativa, in una visione più integrata;
- 2 - l'espletamento dei compiti spettanti al Comune all'esterno sul proprio territorio, in base alle prescrizioni della legge 10/91.

Un aspetto fortemente innovativo della proposta è l'adozione del principio di "contratto a risultato", per cui il compenso è subordinato all'effettivo conseguimento degli obiettivi prefissati in particolare dei risparmi acquisiti.

La convenzione stipulata con i singoli Comuni, o con la Società consortile, prevede la consulenza dell'Agenzia nella gestione dell'energia, in particolare con i seguenti compiti:

- a) adempiere alle prescrizioni contenute nell'articolo 19 della Legge n.10/91 relative alla nomina dell'Energy Manager (per la legge solo per Comuni con consumi annui superiori a 1.000 tep, ma estendibili);
- b) elaborare con cadenza annuale il Bilancio Energetico Consortile (vedi riquadro A) o quelli Comunali;
- c) istituire e mantenere una corretta contabilità energetica, a livello consortile e comunale;
- d) individuare interventi di uso razionale dell'energia, attraverso una pianificazione organica, concordata tra Agenzia e Comuni;
- e) monitoraggio degli interventi effettuati;
- f) offrire consulenza ai Comuni associati nell'esame dei progetti ai sensi dell'articolo 28 Legge n.10/91 (vedi riquadro B);
- g) supportare i Comuni nei controlli previsti dagli articoli 33 e 35 della Legge citata;
- h) supporto tecnico allo Sportello Unico della Società consortile per la consulenza agli utenti;
- i) conseguire obiettivi di risparmio energetico ed economico a favore dei Comuni;
- l) contribuire su scala locale alle politiche internazionali e nazionali di uso efficiente dell'energia e di tutela ambientale;
- m) definire e diffondere modelli innovativi di produzione e consumo dell'energia a livello locale, secondo principi di sostenibilità ambientale, di controllo democratico

co delle scelte energetiche, di valorizzazione delle risorse locali e delle fonti rinnovabili.

Il Comune o la Società consortile si impegna a fornire tutte le fatture e bollette energetiche e idriche, i contratti di fornitura, ed i dati di consumi energetici delle varie utenze; deve inoltre favorire una completa conoscenza da parte degli addetti dell'Agenzia delle proprie strutture e delle procedure vigenti.

Inoltre l'Agenzia ed il Comune, o la Società consortile, si riservano di definire ulteriori accordi specifici, quali ad esempio (non esaustivo):

- progettazioni esecutive di interventi applicativi relativi al risparmio energetico e/o alle fonti rinnovabili;
- servizi di gestione del calore;
- interventi di Finanziamento Tramite Terzi;
- azioni di inserimento nel mercato dell'energia in qualità di cliente e/o produttore.

La Convenzione definisce in modo chiaro e preciso le modalità per il calcolo dei consumi e dei risparmi conseguiti, facendo riferimento anche al Protocollo IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol).

Il contratto definisce anche i compensi per l'Agenzia, che comprendono un contributo "una tantum" per il primo anno di attuazione della convenzione, quantificato nella misura di 0,50 Euro per abitante, a fronte degli oneri iniziali connessi con la raccolta dei dati e la diagnosi preliminare delle utenze comunali, e la successiva condivisione dei risparmi conseguiti, indicativamente 25 % all'Agenzia, a compenso dell'attività continuativa di supporto, e 75 % al Comune.

Un aspetto molto importante ed innovativo della Convenzione è inoltre il mandato del Comune, o della Società consortile, all'Agenzia, che funge come "società di servizi energetici", per la acquisizione di eventuali "Titoli di Efficienza Energetica" che possano essere rilasciati, in base di Decreto 24.4.01 sull'Efficienza energetica, a fronte di progetti di risparmio energetico, anche condivisi tra più Enti locali. Il mandato comprende anche la successiva vendita di tali Titoli, o direttamente a Distributori interessati, o nell'apposito Borsa.

RIQUADRO B

APPLICAZIONE ARTICOLO 28 LEGGE N.10/91

L'articolo 28 della Legge 9.01.1991 n.10 prescrive che il proprietario di un edificio, o chi ne ha titolo, deve depositare in Comune in doppia copia, insieme alla denuncia di inizio lavori delle opere relative all'edificio/impianto, una relazione tecnica, sottoscritta dal progettista, attestante la rispondenza alle prescrizioni di legge.

Il Comune verifica la rispondenza alle prescrizioni in corso d'opera o entro cinque anni dalla fine lavori, anche su richiesta del committente, dell'acquirente o del conduttore. Sono previste sanzioni amministrative dall'1% al 5% del valore delle opere.

La prescrizione è di fondamentale importanza per attuare una politica energetica che voglia incidere sul territorio. Infatti la qualità energetica dei nuovi edifici/impianti, e di quelli per cui è prevista la ristrutturazione, consente di mantenere il controllo pubblico sull'efficienza dell'energia utilizzata.

Al contrario, una diffusione incontrollata di impieghi non appropriati dell'energia e di sprechi, vanificherebbe ogni sforzo per migliorare il bilancio energetico locale e le stesse ricadute positive di un'eventuale introduzione di fonti alternative di produzione energetica.

Il ruolo dell'Agenzia si esplica nelle seguenti azioni:

- consulenza ai Comuni associati nell'acquisizione di un idoneo software, che resterà di proprietà della Società; esso consente di acquisire, elaborare e archiviare i dati forniti dai professionisti con facilità, verificando con pochi parametri di input la conformità del progetto alla normativa;
- assistenza nell'installazione e nell'impiego del software;
- consulenza per casi o problemi specifici.

La proposta elaborata dall'Agenzia per gli Enti locali per il servizio di *energy management* integrato ha trovato una generale e convinta disponibilità degli amministratori interessati, a conferma che l'iniziativa va incontro alle esigenze delle Amministrazioni locali sulla gestione dell'energia. Ad oggi, hanno già firmato la convenzione i Comuni di Alessano, Alliste Guagnano, Sannicola, Taurisano, mentre è in corso la definizione di analoghi accordi con una dozzina di altri Comuni, anche in forma consorziata.

I primi contatti con le Amministrazioni e gli uffici interessati hanno evidenziato almeno tre aspetti salienti del lavoro che si prospetta:

- a) si conferma l'esigenza e l'urgenza di intervenire sui consumi comunali, su cui le analisi effettuate dalle amministrazioni sono generalmente insufficienti;
- b) le prime rilevazioni effettuate confermano il notevole potenziale di risparmio disponibile,

e di cui l'Agenzia può condividere i flussi di cassa positivi insieme al Comune;

- c) per raggiungere effettivamente i risultati di risparmio prefissati - e quindi incassare le quote previste dei risparmi economici - occorre una struttura organizzativa integrata, con personale motivato, avente competenze tecniche multidisciplinari, nonché procedure collaudate ed efficaci (raccolta dati e fogli di calcolo, procedure di diagnosi) che richiedono un notevole impegno ed una standard di qualità elevato.

La strada intrapresa appare comunque, con tutti i limiti e le incognite che si presenteranno, una buona strategia di approccio per avviare "dal basso", nel non facile ma centrale settore della Pubblica Amministrazione, interventi concreti per un uso più razionale delle risorse ed un minore impatto ambientale del sistema energetico. ■

Idrogeno: energia per il 21° secolo

1^A PARTE

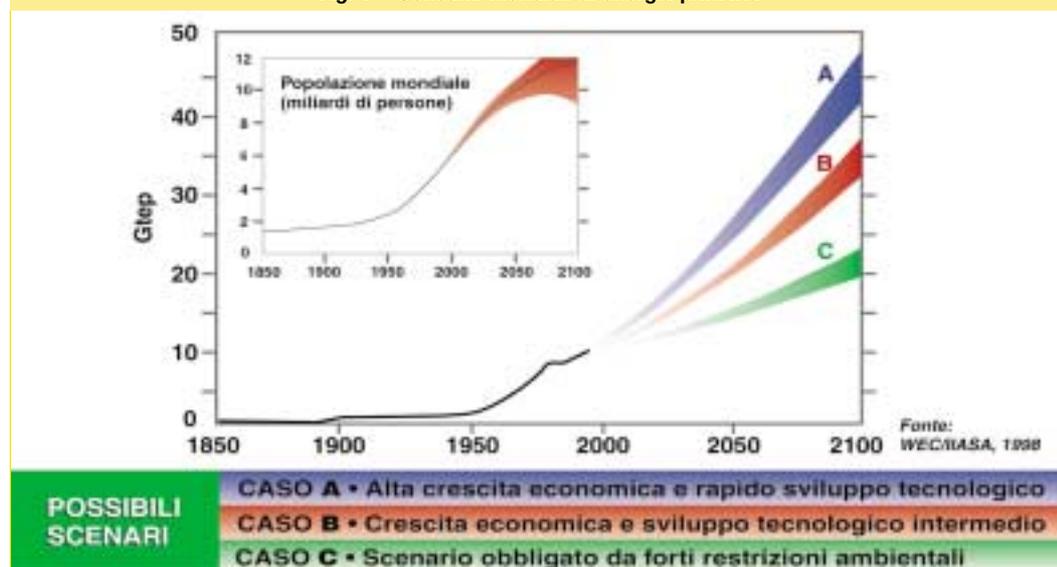
16

IL FATTORE H

La continua crescita della popolazione mondiale e la naturale aspirazione dei paesi in via di sviluppo a raggiungere standard economici e di qualità della vita vicini a quelli dei paesi industrializzati sono le principali cause della crescita

inarrestabile della domanda di energia (fig. 1). Tale domanda sinora è stata soddisfatta soprattutto facendo ricorso a un massiccio impiego dei combustibili fossili che però, oltre ad essere di rifornimento incerto nel lungo termine in quanto soggetti all'evoluzione del quadro geo-politico,

Fig. 1 - Consumi mondiali di energia primaria



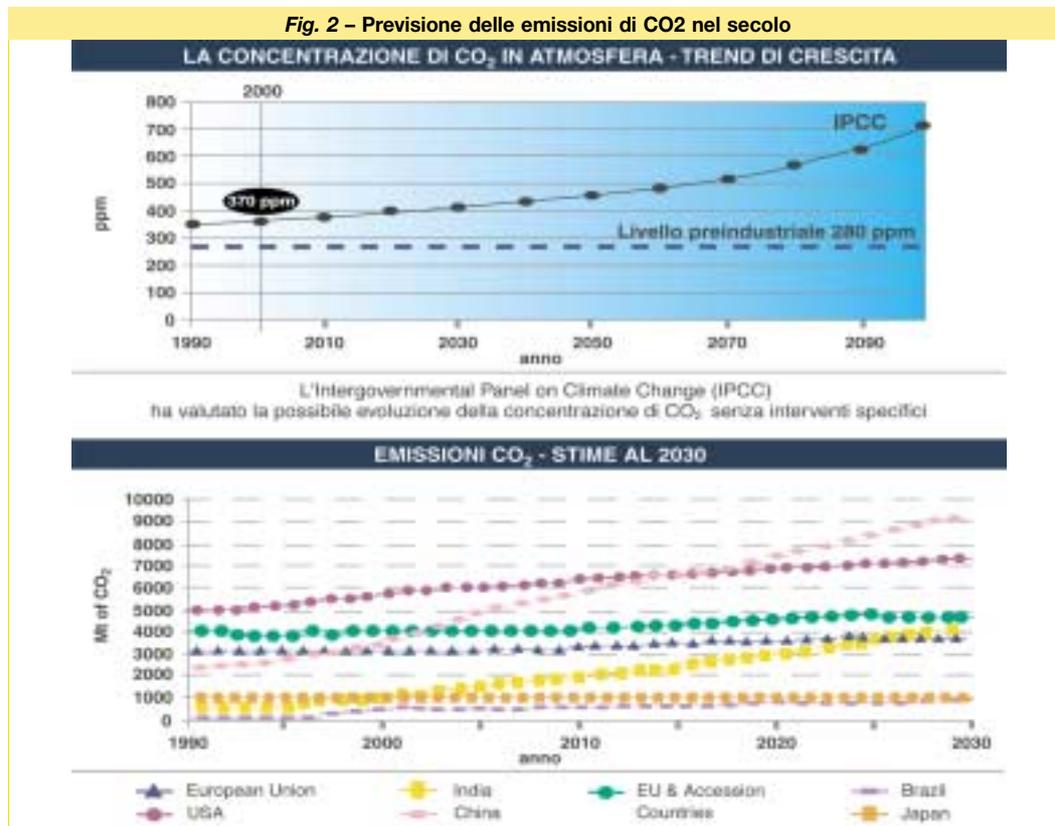
¹ Il principale responsabile dell'effetto serra è l'anidride carbonica, prodotto finale dell'uso dei combustibili fossili nella generazione di energia termica, meccanica ed elettrica. All'inizio del secolo la concentrazione della CO₂ nell'aria era pari a 300 parti per milione (ppm). Ora è circa 380 ppm. La combustione è il maggior responsabile delle emissioni di gas serra (quasi l'80% in Italia). A livello globale circa il 30% delle emissioni di CO₂ in atmosfera è causato dai trasporti

presentano comunque l'inconveniente di generare anidride carbonica, un gas che ha pesanti conseguenze sull'effetto serra¹ e conseguentemente sui cambiamenti climatici.

A livello internazionale, gli scienziati che si riuniscono annualmente nella Conferenza dei Paesi firmatari della Convenzione Quadro sul Cambiamento Climatico (la cosiddetta COP – nel dicembre del 2003 si è tenuta a Milano l'ultima edizione) suggeriscono di stabilizzare nel corso di questo secolo la CO₂ nell'aria a non più di 550 ppm, circa il doppio che nel 1900, per limitare i danni ambientali e ottenere uno sviluppo più compatibile con l'ambiente. Per raggiungere questo risultato dovrebbero essere applicate

nell'immediato tutte le misure previste dal Protocollo di Kyoto², e più a lungo termine sarà necessario adottare ulteriori nuove restrizioni per limitare al massimo le emissioni nocive.

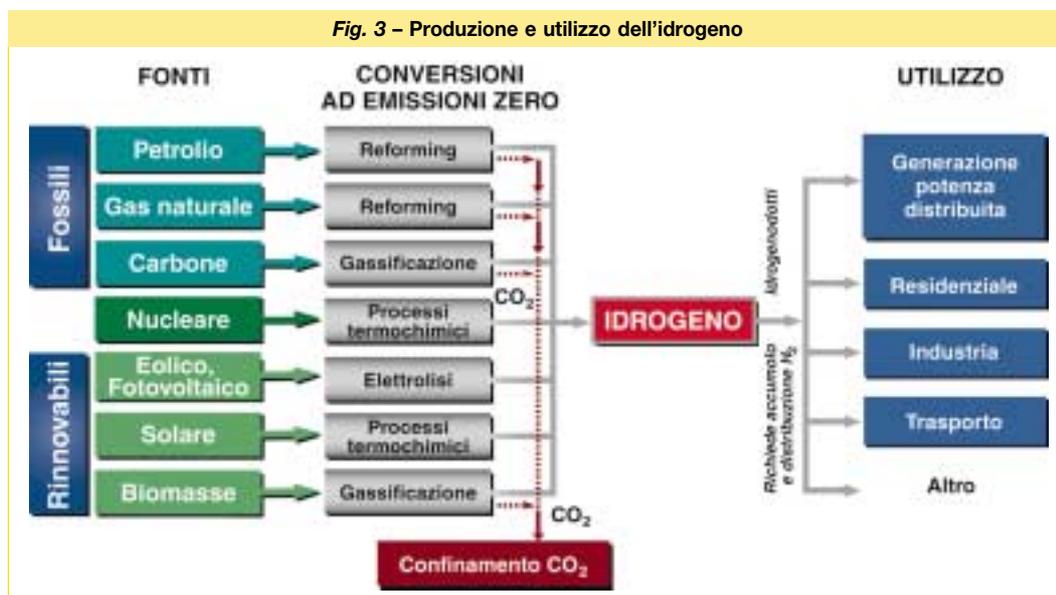
La sfida del nuovo secolo si chiama dunque sviluppo sostenibile³ il che significa mantenere i gas serra a livelli non pericolosi e, nello stesso tempo, non compromettere lo sviluppo tecnologico garantendo l'approvvigionamento energetico. Tuttavia le previsioni dei consumi di energia per il prossimo secolo indicano un continuo aumento delle emissioni di CO₂ e della sua concentrazione in atmosfera, a meno di sostanziali cambiamenti del sistema energetico: l'andamento riportato in *figura 2* è stato sti-



² Il Protocollo di Kyoto del 1998 prevede che tutti i Paesi industrializzati si impegnino a ridurre, per il periodo 2008-2012, il totale delle emissioni di gas ad effetto serra almeno del 5,2% rispetto ai livelli del 1990. L'Italia si è impegnata per il 6,5%. Tuttavia il Protocollo di Kyoto per diventare operativo ha bisogno di essere ratificato con due quorum del 55%. Il primo riguarda il numero dei Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione Quadro sul Cambiamento Climatico: questo quorum è stato raggiunto e superato perché hanno ratificato 120 Paesi su 188, pari al 63,8%. Il secondo quorum è relativo alle emissioni dei soli Paesi industrializzati: questo non è stato raggiunto perché, tra gli altri, non hanno ratificato Stati Uniti (che pesano per il 36,1%, la Russia (17,4%) e l'Australia (2,1%). La percentuale raggiunta sinora si attesta sul 44,2%. La conseguenza prevista, in mancanza di operatività del Protocollo, è che nel 2012 le emissioni dei Paesi industrializzati saranno di almeno il 17% superiori ai livelli del 1990, quando invece avrebbero dovuto essere inferiori del 5,2%. E considerando anche i Paesi in via di sviluppo ma in fase di rapida industrializzazione, come ad esempio Cina e India, l'incremento dei gas serra, rispetto ai livelli del 1990, sarà almeno del 34%, percentuale che si avvicina pericolosamente al limite da non superare affinché i cambiamenti climatici non diventino una minaccia irreversibile per l'ambiente globale e i sistemi socio-economici (limite che, comunque, non è stato ancora definito).

³ La precisa definizione di "sviluppo sostenibile", ormai accreditata a livello internazionale, è "quello sviluppo che consente alla generazione presente di soddisfare i propri bisogni senza compromettere la capacità delle future generazioni di soddisfare i loro propri bisogni"

Fig. 3 – Produzione e utilizzo dell'idrogeno



mato dall'IPCC in uno scenario senza particolari correttivi e con pieno sviluppo tecnologico ed economico. È dunque questa una sfida che può essere vinta solo con l'aumento dell'efficienza dei sistemi e la contemporanea riduzione del consumo di idrocarburi; con la separazione della CO₂ prodotta e la sua segregazione; con l'aumento del potenziale di assorbimento della stessa CO₂ da parte dell'ecosistema; con l'espansione, infine, dell'impiego di fonti a basso o nullo contenuto di carbonio quali gas naturale, rinnovabili, nucleare.

Un tale scenario dovrebbe dunque essere idealmente basato su un vettore energetico⁴ con le seguenti caratteristiche:

- di impatto ambientale, sia globale che locale, molto basso o quasi nullo;
- producibile da più fonti energetiche primarie, tra loro intercambiabili e disponibili su larga scala, anche in futuro;
- distribuibile preferenzialmente attraverso una rete.

L'idrogeno è un vettore in grado di soddisfare i requisiti precedentemente indicati. È l'elemento più leggero e abbondante dell'universo; è assai raro sulla Terra allo stato elementare a causa della sua estrema volatilità – meno di una parte per milione in volume nell'atmosfera – ma viceversa è molto diffuso sotto forma di composti (acqua, innanzitutto: il nome deriva

dal greco "idro" - acqua e "genes" - generare: "chi genera l'acqua"; ma è anche negli idrocarburi, nel carbone, in alcune sostanze minerali e in organismi animali e vegetali) e può quindi essere prodotto a partire da diverse fonti (fig. 3). L'interesse per il suo impiego come combustibile, sia per applicazioni stazionarie che per la trazione, deriva dal fatto che l'inquinamento prodotto è quasi nullo; infatti, come già accennato, se usato in sistemi a combustione produce vapor d'acqua e tracce di ossidi di azoto, oppure solo vapor d'acqua se utilizzato con sistemi elettrochimici come celle a combustibile.

Rispetto agli altri combustibili, l'idrogeno è un gas incolore, inodore, non velenoso, estremamente volatile e leggero: presenta quindi un ridotto contenuto energetico per unità di volume, mentre ha il più alto contenuto di energia per unità di massa. Per fare un confronto con un altro combustibile, ad esempio il gasolio, possiamo dire che un litro di gasolio, come contenuto energetico, equivale a 3,12 m³ di idrogeno gassoso (in condizioni normali) o 4,13 litri di idrogeno liquido – dove però la combustione dell'idrogeno può essere realizzata con un'efficienza più alta ossia senza traccia di inquinanti. Inoltre è estremamente reattivo e si combina con altri elementi per formare la gran parte dei composti organici ed inorganici esistenti.

⁴ Vettore energetico: sistema per accumulare o trasportare energia prodotta da altre fonti primarie



L'EVENTO BUSINESS SPECIALIZZATO LEADER IN ITALIA

SOLAREXPO

5^a EDIZIONE

mostra e convegno
internazionale su
energie rinnovabili,
generazione distribuita
e architettura sostenibile

- strategy
- policy
- technology
- business

Segreteria organizzativa:
Expoenergie
Tel. 0439 849 855
segreteria@solarexpo.com
www.solarexpo.com

IL PIANETA VERDE

biomasse, biocarburanti, bioelettricità

IL SISTEMA SOLARE

solare termico, fotovoltaico

ARCHITETTURA SOSTENIBILE

solare passivo, architettura in legno,
ecomateriali, risparmio acqua

ACQUA VENTO E FUOCO

energia mini-idroelettrica,
eolica, geotermica

MICROGEN

generazione distribuita

ECOMOVE

mobilità urbana sostenibile

HYENERGY

idrogeno e celle a combustibile

VICENZA,
20-22.05.2004

FIERA DI VICENZA



Le fiere dell'innovazione

Energy Technologies From Italy

Una pubblicazione pensata per gli operatori internazionali



Direttore responsabile:
Carlo Ricci

Comitato di redazione:
Ugo Bilardo, Cesare Boffa, Ilaria Bottio,
Luigi Franco Bottio, Dario Chello, Raffaele Chiulli,
Alessandro Clerici, Stefano Delli Colli, Giovanni De Pratti,
Diego Gavagnin, Emanuele Martinelli,
Davide Tabarelli, Luca Tabasso

Anno di fondazione: 1980

Casa editrice: L'Annuario

Data di uscita ottobre

La pubblicazione, unica in lingua inglese nel panorama dell'editoria italiana specializzata nel settore, si pone l'obiettivo di favorire l'esportazione dei prodotti e dei servizi energetici disponibili in Italia attraverso la corretta conoscenza del mercato nazionale dell'energia e dei suoi operatori.

Formato mm 210 x 297

Foliazione 445 pagine

Tiratura 5500 copie

Target Direzioni degli Enti energetici di ogni singolo Paese, le competenti Direzioni della Commissione della Comunità Europea, i principali operatori pubblici e privati del settore, le Associazioni di categoria e gli organismi economici internazionali.

Prezzo di copertina 40 €

Più precisamente l'idrogeno:

- è un gas che brucia nell'aria secondo la semplice reazione: idrogeno più ossigeno uguale acqua e calore $H_2 + 1/2 O_2 = H_2O + \text{calore}$ dando quindi come unico prodotto di reazione acqua pura;
- può essere prodotto sia da fonti fossili, sia da fonti rinnovabili, sia da fonte nucleare;
- può essere distribuito in rete abbastanza agevolmente, compatibilmente con gli usi finali e con lo sviluppo delle tecnologie di trasporto e di stoccaggio;
- può essere impiegato in diverse applicazioni (produzione di energia elettrica centralizzata o distribuita, generazione di calore, trazione) con un impatto locale nullo o estremamente ridotto.

È un gas industriale di enorme importanza: permette l'idrogenazione, la sintesi e quindi la preparazione di un gran numero di prodotti. Poiché ha anche un punto di fusione di pochi gradi superiore allo zero assoluto è molto interessante anche per gli sviluppi e le applicazioni della criogenia e della superconduttività. Enormi quantità di idrogeno vengono utilizzate nell'industria dei fertilizzanti, nella preparazione di plastiche, benzine sintetiche, coloranti e nell'idrogenazione dei grassi ad uso alimentare, ma questo gas è usato anche come propellente per i razzi, per saldature speciali, nella produzione di acido cloridrico – il comune acido muriatico – ecc.

In passato l'idrogeno si otteneva dalla reazione di un flusso di vapor acqueo sul carbone rovente ottenendo il "gas di città", una miscela di ossido di carbonio e idrogeno, che alimentava prima i lampioni a gas dei nostri nonni e poi le cucine dei nostri genitori: i gasometri per accumularlo sono ancora parte dei panorami delle città.

In ogni caso, le previsioni di produzione, per il solo settore della raffinazione del greggio, per il prossimo decennio si collocano su un aumento da due a quattro volte, non considerando la futura domanda proveniente da altri settori industriali ed in particolare dal settore trasporti. Ciò potrebbe significare che, in un prossimo futuro, l'idrogeno potrebbe tornare ad essere una presenza familiare nella nostra vita quotidiana dato che si pensa di impiegarlo come vettore energetico per una serie di impieghi oggi svolti dall'energia elettrica, dal petrolio e dal gas. Ovviamente, per giocare un ruolo da protagonista nel futuro dell'umanità, l'idrogeno

dovrà essere prodotto in modo economico e pulito.

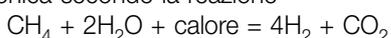
A questo proposito e come vedremo meglio in seguito, sono indubbi i vantaggi energetici e soprattutto ambientali che conseguirebbero dall'uso esteso dell'idrogeno in particolari sistemi elettrochimici denominati "celle a combustibile" (di cui parleremo più avanti) che permettono – in modo pulito – la trasformazione diretta dell'energia chimica contenuta nel gas in energia elettrica. Tuttavia lo sviluppo come vettore energetico richiede la predisposizione anche di una vasta gamma di infrastrutture integrate, se non altro per rendere l'impiego vantaggioso e affidabile in tutte le varie fasi della catena tecnologica (produzione, segregazione della CO_2 generata, trasporto, accumulo, usi finali). Ad esempio, si pensi solo che nell'applicazione all'autotrazione occorre sviluppare non solo le celle a combustibile più adatte, ma anche serbatoi per equipaggiare i veicoli, sistemi di trasporto e reti di distribuzione paragonabili a quelli dei carburanti tradizionali. Solo per la liquefazione a -253 °C occorrono, infatti, particolari tecnologie oltre che la predisposizione di speciali container per il trasporto.

Tutto ciò, ovviamente, costituisce un grosso impegno per i prossimi anni che tuttavia non potrà non avere benefiche ricadute – in termini economici e occupazionali – immediatamente nel comparto della ricerca e sviluppo e a seguire sull'intera industria manifatturiera di ogni Paese. Se quindi l'800 è stato il secolo del carbone e il '900 quello del petrolio, probabilmente gli anni 2000 – grazie al fattore H – saranno il secolo dell'idrogeno.

LA PRODUZIONE

Le tecnologie di produzione dell'idrogeno a partire dai combustibili fossili sono mature e ampiamente utilizzate, anche se vanno ottimizzate da un punto di vista economico ed energetico e lasciano ancora a desiderare per l'impatto ambientale. Dei circa 500 miliardi di Nm^3 di idrogeno prodotti annualmente a livello mondiale, circa 190 miliardi rappresentano un sottoprodotto dell'industria chimica (ad es. dagli impianti cloro-soda), mentre la maggior frazione proviene da combustibili fossili, gas naturale ed olio pesante, attraverso processi di reforming e di ossidazione parziale: più precisamente dal petrolio per il 18%, dal carbone per il 30% e dal gas naturale per il 48%.

Tali processi prevedono la produzione del gas attraverso successivi stadi di raffinazione e di frazionamento delle molecole degli idrocarburi fino alla completa eliminazione del carbonio. Con questa linea oggi viene prodotta una grandissima quantità di idrogeno, tutta quella consumata sul mercato della chimica dei fertilizzanti di sintesi e nella metallurgia dell'acciaio. Il processo più diffuso, "steam reforming", reazione a caldo del metano con vapore a 800 °C in modo da ossidare il carbonio e liberare idrogeno dalla molecola con emissione di anidride carbonica secondo la reazione



è tecnicamente molto ben sperimentato e viene realizzato industrialmente con reattori di grosse capacità dell'ordine di 100.000 Nm³/h. Unità molto più piccole, realizzate specificamente per l'uso sui veicoli o per impianti di generazione distribuita di piccola taglia, sono attualmente in via di sviluppo soprattutto per l'utilizzo in sistemi con celle a combustibile.

La produzione da fonti fossili, però, ha l'inconveniente di dar luogo – come prodotto di scarto e come già detto – alla emissione di grandi quantità di CO₂, cosicché l'idrogeno – pur utilizzabile in modo pulito – non è comunque incolpevole a causa dell'inquinamento prodotto nel ciclo di lavorazione.

Per ovviare a ciò occorrerebbe raccogliere con opportuni filtri la CO₂ prodotta, trasformarla in forma liquida o solida e poi immagazzinarla in giacimenti geologici profondi e di caratteristiche adeguate che ne dovrebbero impedire la reimmissione in atmosfera (confinamento). A questo proposito, le opzioni principali sono due:

- pompaggio nei giacimenti esauriti di gas e petrolio;
- immissione nei cosiddetti acquiferi salini⁵, formazioni stabili sotterranee non altrimenti utilizzabili, e in fondali oceanici situati a grande profondità (oltre 1.000 m sotto il livello del mare) dove la CO₂ si manterrebbe allo stato liquido indefinitamente a causa dell'enorme pressione ivi esistente.

Dal punto di vista tecnico, queste proposte – il cui sviluppo già costituisce di per sé un programma di ampie dimensioni – sono già oggi realizzabili con qualche aggiustamento e modifica di tecnologie esistenti, in modo da con-

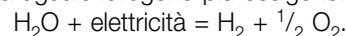
sentire uno sviluppo graduale delle infrastrutture del settore energetico e quindi una riduzione degli inquinanti nel breve-medio termine.

È tuttavia da tener presente che la produzione di idrogeno da combustibili fossili deve essere considerata come una sorta di "ponte tecnologico" verso la produzione da fonti rinnovabili – soluzione più promettente nel lungo termine – in quanto la prima lascia irrisolti i problemi economici che nascono a causa dell'inevitabile progressivo esaurimento delle riserve e del costo aggiuntivo della segregazione della CO₂. Per quanto riguarda la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili - modo sostanzialmente pulito e per questo ben più interessante - i processi possono essere sommariamente distinti in:

- produzione da biomasse;
- produzione dall'acqua.

Nella produzione di idrogeno a partire da biomasse nessuno dei processi proposti ha ancora raggiunto la maturità industriale. Le diverse alternative (gassificazione; pirolisi e successivo reforming della frazione liquida prodotta; produzione di etanolo e reforming dello stesso; produzione biologica attraverso processi basati su fenomeni di fotosintesi o di fermentazione) richiedono tutte un impegno notevole di ricerca, sviluppo e dimostrazione, anche se a livelli diversi. Le premesse sono comunque buone, tenuto anche conto dei diversi materiali utilizzabili.

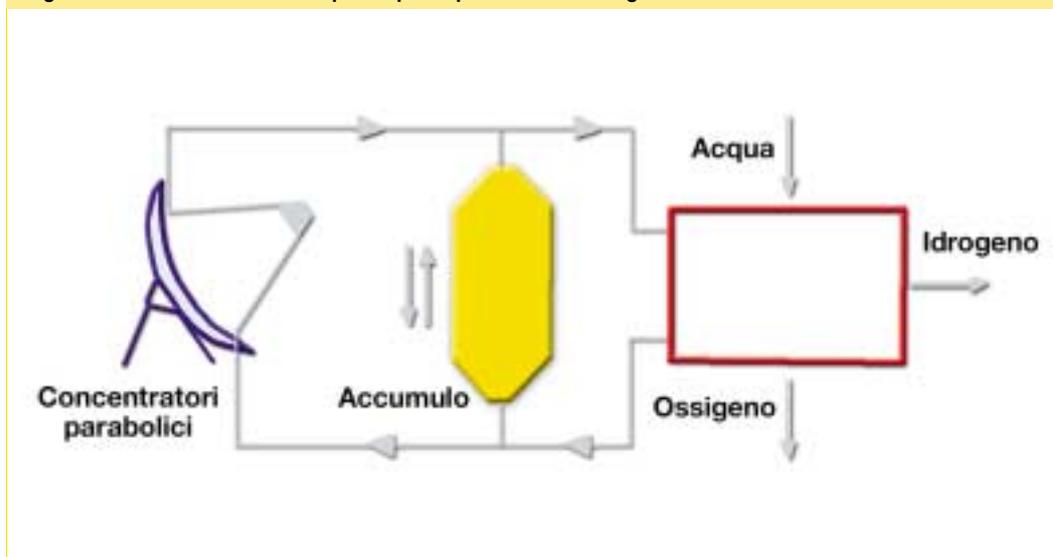
L'idrogeno può anche essere prodotto dall'acqua scindendo la stessa nei suoi componenti (idrogeno e ossigeno) attraverso diversi processi, tra i quali quello più consolidato è l'elettrolisi. Schematicamente questa è rappresentata dalla seguente reazione: acqua più energia elettrica uguale idrogeno più ossigeno:



Si può notare che la reazione di elettrolisi risulta esattamente inversa a quella che avviene nelle celle a combustibile. Pertanto, l'intero processo di produzione e consumo è ambientalmente sostenibile purché sia disponibile una corrispondente quantità di energia pulita in grado di alimentare il processo di elettrolisi.

È immediato pensare al sole come sorgente di questa energia, sfruttabile attraverso l'utilizzo di impianti di conversione fotovoltaica, la cui tecnologia già oggi può essere considerata tecnicamente affidabile e adeguata, anche se non ancora competitiva. Infatti per questa via si può

⁵ Ammassi di rocce sedimentarie porose permeabili e saturate di acqua

Fig. 4 – Schema funzionale di impianto per la produzione di idrogeno tramite sistemi solari a concentrazione

produrre idrogeno elettrolitico e ossigeno che poi possono essere fatti ricombinare nelle celle a combustibile per produrre l'energia elettrica di cui abbiamo bisogno. Come prodotto finale di scarto si genera una quantità di acqua pura pressappoco uguale a quella di partenza, chiudendo in tal modo il ciclo senza emissioni inquinanti. È evidente, poi, che le grandi distese oceaniche altro non sono che enormi riserve di idrogeno: ogni kg di acqua pura contiene 111 g di idrogeno che, una volta bruciato, potrebbe produrre 3.200 chilocalorie di energia termica. Pertanto dall'acqua, in linea di principio, sarebbe possibile estrarre tutto l'idrogeno necessario a soddisfare in modo pulito le esigenze energetiche dell'umanità.

Il problema attualmente è il costo. Con l'elettrolisi dell'acqua, infatti, è vero che si può ottenere idrogeno praticamente puro, ma solo a un prezzo che può diventare economicamente accettabile in una prospettiva ancora lontana, allorché le innovazioni tecnologiche potessero consentire un costo estremamente basso dell'energia elettrica, prodotta da fonti rinnovabili (o da nucleare). Pertanto tale scelta non appare, allo stato attuale delle conoscenze, economicamente ed energeticamente perseguibile, se non per applicazioni particolari (ad esempio aree remote).

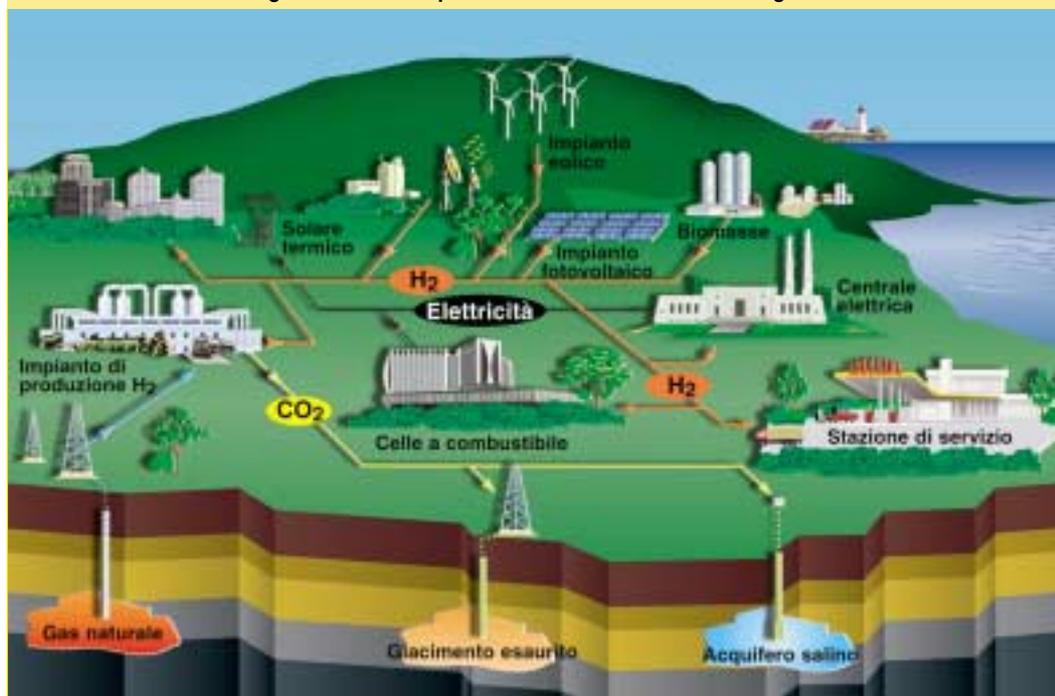
Tuttavia, una seconda possibilità si affaccia oggi all'orizzonte e sulla quale si sta impe-

gnando anche l'ENEA: lo sfruttamento dell'energia solare termica ad alta temperatura. Oggi esistono tutta una serie di tecnologie che sono valide a livello di prototipo e che, una volta sviluppate, potrebbero permettere di produrre una quantità abbondante di idrogeno in modo sicuro e pulito.

C'è anche qui un problema: la produzione di idrogeno a partire dalla dissociazione termica dell'acqua, pur rappresentando una grande opportunità sia per le risorse energetiche che si renderebbero disponibili, sia per la compatibilità ambientale, sia per la riduzione dei costi di produzione, è un processo termodinamicamente possibile solo ad altissime temperature (2500-5000°C) e presenta la difficoltà tecnica della separazione dei due gas, ossigeno ed idrogeno, una volta che questi ultimi si sono formati.

Ma l'impiego di processi termochimici consente di abbassare notevolmente le temperature di reazione (sino a 800-1500°C) e di effettuare la separazione dell'idrogeno e dell'ossigeno in fasi diverse del ciclo, aumentando la resa globale del sistema. Ciascun processo termochimico (fig. 4) è costituito, infatti, da una serie di reazioni che coinvolgono sostanze intermedie di natura diversa, fino alla dissociazione netta di idrogeno ed ossigeno dall'acqua. Il programma di ricerca ENEA è, appunto, finalizzato alla messa a punto e sperimentazione del

Fig. 5 – Schema di produzione e utilizzazione dell'idrogeno



24

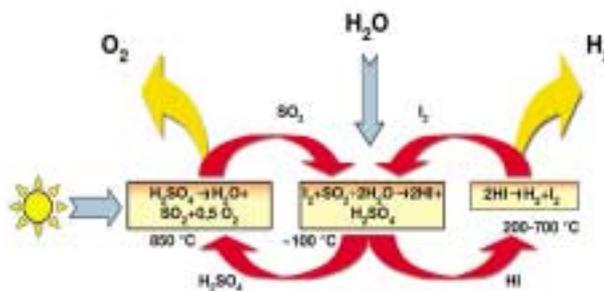
ciclo termochimico più promettente, tenendo presente i seguenti obiettivi:

- efficienza di conversione di energia solare in idrogeno sufficientemente elevata (almeno il 50%);
- ciclo chimico che possa essere realizzato con un impianto sufficientemente semplice e con processi reversibili, idoneo anche per un campo solare relativamente isolato;
- uso di sostanze chimiche con basso impatto

ambientale, non tossiche e disponibili in abbondanza e a basso costo.

Quattro sono i processi attualmente in studio presso l'ENEA, diversi sia per le caratteristiche tecniche, sia per la maturità scientifica e tecnologica raggiunta. Al momento, quello che presenta maggiori potenzialità di sviluppo rapido, pulito ed economico è il processo zolfo-iodio⁶ a partire da acido solforico e iodio che, necessitando di calore non eccessivamente elevato

⁶ Questo processo consta principalmente di tre reazioni, una fortemente endotermica, la seconda debolmente endotermica e la terza esotermica, che coinvolgono sostanze allo stato liquido e gassoso. La prima reazione ad alta temperatura (800-850°C) può essere realizzata all'interno del reattore-ricevitore, alimentato direttamente dalla radiazione solare concentrata: il flusso di H_2SO_4 allo stato gassoso viene dissociato in SO_2 , O_2 e H_2O . La SO_2 prodotta viene inviata alla sezione di formazione degli acidi e fatta gorgogliare in un reattore contenente iodio e acqua a bassa temperatura (20-100°C). In uscita si ottiene una corrente liquida bifasica, costituita da una fase ricca in H_2SO_4 ed una ricca in HI. Quest'ultima viene trattata in una sezione di decomposizione fino alla separazione completa dell'idrogeno dall'iodio (200-700°C). L'acido solforico, invece, dopo essere stato purificato e concentrato, viene ricircolato al reattore-ricevitore. La continuità della produzione di idrogeno, nonostante l'intermittenza della sorgente solare, può essere garantita dallo stoccaggio della SO_2 a valle del ricevitore solare (stoccaggio chimico) ovvero attraverso altri sistemi di accumulo termico. Il rendimento termodinamico totale del processo è pari a circa il 45%. Le attività di ricerca previste per lo sviluppo del ciclo zolfo-iodio riguardano principalmente lo sviluppo e l'ottimizzazione del processo per il passaggio di scala dell'impianto (da laboratorio a impianto pilota) e la progettazione, realizzazione e verifica sperimentale dei componenti, con particolare attenzione al reattore-ricevitore per la severità e la complessità delle condizioni operative.



(850 °C), potrebbe essere alimentato da un laboratorio solare avanzato simile a quello allestito presso il Centro della Casaccia dell'ENEA.

LO STOCCAGGIO E LA DISTRIBUZIONE

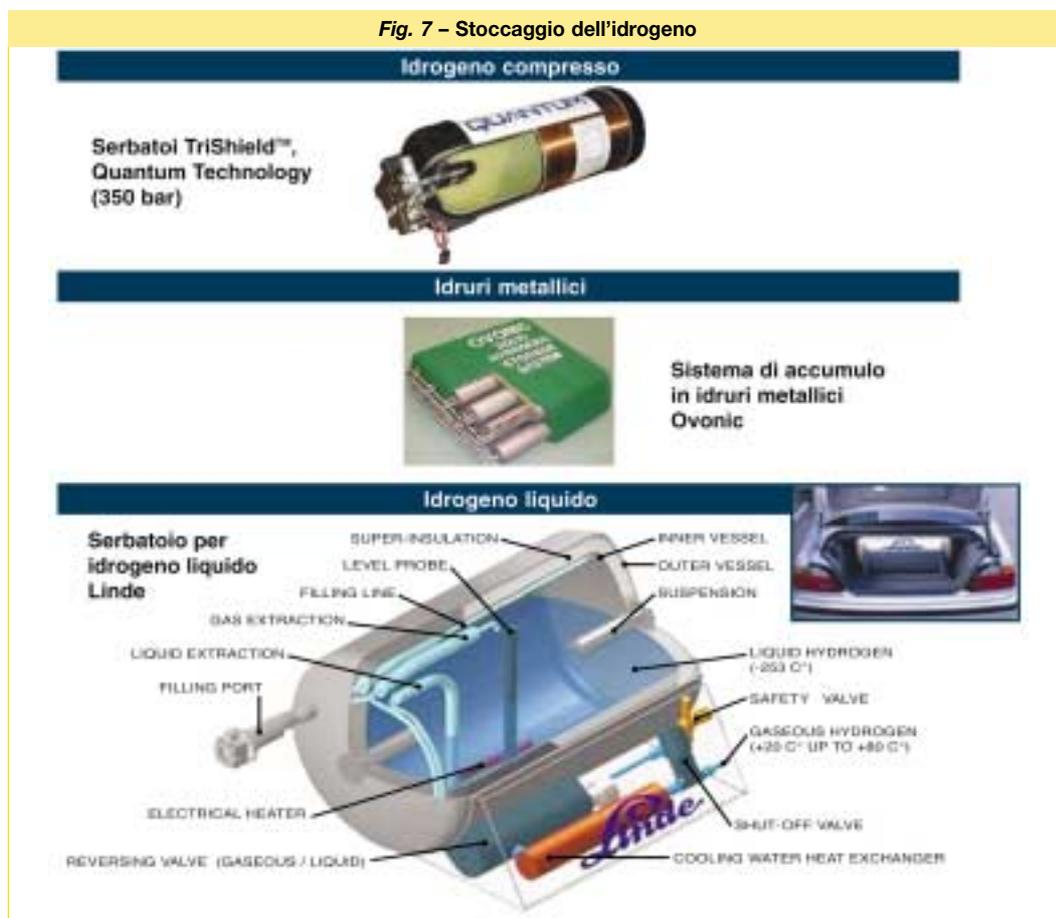
Nella figura 5 è riportato uno schema dei possibili metodi di produzione e di utilizzazione dell'idrogeno. A sinistra, notiamo un impianto di produzione tradizionale tipo "steam reforming" alimentato da gas naturale trasportato da un metanodotto. La CO₂ coprodotta (linea gialla)

viene separata e confinata in giacimenti esauriti di idrocarburi o in acquiferi salini a grande profondità (come si vede in basso). Nella parte superiore sono indicate le altre tecnologie di produzione da fonti rinnovabili (linea rossa): solare termico, impianti eolici, fotovoltaici, biomasse. L'idrogeno prodotto sarà poi utilizzato in centrali termoelettriche tradizionali, in impianti a celle a combustibile o nei trasporti, sfruttando veicoli a combustione interna o a celle (parte destra della figura). L'energia elettrica prodotta potrà essere dedicata all'alimentazione delle utenze diffuse (linea nera).

Fig. 6 – Il ciclo dell'idrogeno



Fig. 7 – Stoccaggio dell'idrogeno



Ma come può essere accumulato e trasportato l'idrogeno? Vi sono varie possibilità: in forma gassosa, liquida oppure adsorbito su materiali speciali (fig. 6); ogni forma presenta aspetti favorevoli e svantaggi e tutte, se pur in gran parte già utilizzate, richiedono significativi sforzi di ricerca e sviluppo per un impiego su larga scala affidabile e economicamente competitivo, come nel caso di una rete adeguata per il rifornimento degli autoveicoli.

Occorre precisare che i metodi di stoccaggio dipendono dalle applicazioni considerate e sono critici soprattutto per l'impiego a bordo di veicoli, richiedendo una elevata densità di energia. Esistono tuttavia diverse tecnologie di accumulo dell'idrogeno, le quali comunque devono rispondere a requisiti di efficienza, praticità ed economicità. Nessuna di queste è ad oggi pienamente soddisfacente; tuttavia nel seguito vengono descritte brevemente quelle più promettenti, facendo riferimento – per fissare le idee – all'uso come combustibi-

le per automobili, certamente una delle applicazioni più appetibili. Qui le soluzioni possibili prevedono la compressione del gas, la sua liquefazione e infine l'accumulazione su idruri metallici (fig. 7).

Il modo più semplice ed economico per accumulare idrogeno è di utilizzarlo sotto forma di gas compresso a pressione di 200-250 bar (ed oltre). Il problema è il peso e l'ingombro dei serbatoi attualmente utilizzati, che rappresentano un limite all'autonomia e capacità di carico del veicolo su cui sono montati. Di recente, tuttavia, notevoli progressi sono stati fatti con l'introduzione di serbatoi con struttura metallica o termoplastica rinforzata con fibre di carbonio, di vetro ed aramidiche⁷, che presentano un peso 3-4 volte inferiore a quello dei comuni serbatoi e che sono in grado di operare a pressioni fino a 350 bar (potenzialmente fino a 700 bar). Le caratteristiche di sicurezza sono solitamente molto elevate, grazie alla robustezza dei serbatoi ed all'introduzione di fusibili antiscop-

pio in caso di incendio, e di valvole di interruzione del circuito in caso di urto.

L'idrogeno può essere immagazzinato anche in forma liquida ad una temperatura di $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Per mantenere queste temperature sono stati messi a punto serbatoi criogenici a doppia parete, con un'intercapedine, dove viene fatto il vuoto (serbatoi tipo "dewar"). Questa tecnologia è ormai consolidata in Germania, dove la BMW la utilizza da oltre 15 anni su alcuni modelli dimostrativi ed è forse quella che oggi meglio soddisfa, da un punto di vista teorico, le esigenze specifiche dell'autotrazione; tuttavia anch'essa presenta dei limiti. A sfavore dell'idrogeno liquido giocano la maggiore complessità del sistema, non solo a bordo del veicolo ma anche a terra, per la distribuzione ed il rifornimento, ed i maggiori costi ad esso associati. Anche il costo energetico della liquefazione è considerevole, corrispondendo a circa il 30% del contenuto energetico del combustibile, contro un valore compreso tra il 4% ed il 7% per l'idrogeno compresso.

Infine l'idrogeno può legarsi chimicamente con diversi metalli e leghe metalliche formando idruri, composti in grado di intrappolare idrogeno a pressioni relativamente basse. Il gas penetra all'interno del reticolo cristallino del metallo, andando ad occupare i siti interstiziali. Tale tecnologia permette di raggiungere densità energetiche potenzialmente maggiori dell'idrogeno compresso e paragonabili con quelle dell'idrogeno liquido. Il volume di stoccaggio si potrebbe ridurre di 3-4 volte, rendendo possibile l'uso nelle autovetture, mentre l'energia specifica dipende dal peso specifico del metallo di base. Tuttavia, a fronte di tali caratteristiche positive, esistono ancora numerosi problemi da superare per la realizzazione di sistemi di accumulo veramente competitivi. Ad esempio, occorre lavorare ancora per migliorare la stabilità strutturale e termica del materiale, per depurarlo dalle impurità presenti nell'idrogeno, per rendere compatibili temperatura e pressione con le applicazioni previste e soprattutto per ridurre il peso dei sistemi utilizzati. Sono invece indubbi i vantaggi in termini di convenienza, compattezza, stabilità dello stoccaggio, sicurezza⁸.

Per il trasporto dell'idrogeno gassoso o liquido si possono utilizzare idrogenodotti o autocisterne. Fra le due opzioni, entrambe praticabili con le tecnologie attuali, esistono grosse differenze di costo e quindi solo specifiche analisi tecnico-economiche per le singole applicazioni possono determinare quale sia di volta in volta la soluzione migliore.

Tubazioni di grosse dimensioni in acciaio standard (e quindi senza requisiti specifici) hanno trasportato idrogeno in Germania, nel distretto della Ruhr, dai produttori ai consumatori sin dal 1938, senza particolari problemi di sicurezza (le tubazioni erano provviste di sensori per possibili fughe ed erano previste periodiche ispezioni di controllo). D'altra parte, come accennato all'inizio, è utile ricordare come anche in Italia, per più di 70 anni, si è distribuito nelle città senza problemi particolari il cosiddetto "gas di città", costituito da miscele di idrogeno (50%) e monossido di carbonio (50%), dove l'elemento di maggiore pericolosità era il monossido di carbonio, in quanto altamente tossico. Attualmente anche città a densità di popolazione estremamente elevate, come Pechino, sono servite da reti di distribuzione e idrogenodotti di dimensioni significative sono attualmente presenti in diverse nazioni.

L'esperienza accumulata per il trasporto del metano può quindi essere utilizzata in maniera molto diretta anche per la realizzazione e l'esercizio di reti di distribuzione dell'idrogeno; le maggiori differenze potrebbero risiedere nei materiali utilizzati (alcuni acciai, tipo quelli al cromo e al molibdeno, hanno migliore compatibilità con l'idrogeno) e nei criteri di progetto delle stazioni di pompaggio che, comunque, necessiterebbero di un'energia paragonabile a quella richiesta per il gas naturale, a causa della minore viscosità dell'idrogeno.

Reti di distribuzione per idrogeno liquido, risultando particolarmente costose e di difficile gestione, sono state realizzate solo per brevi tratti e per applicazioni particolarmente specializzate, come il rifornimento di veicoli spaziali. D'altra parte, anche il trasporto mediante autocisterne presenta problematiche complesse e sembra conveniente solo per quantità limitate e per periodi transitori. ■

⁷ A base di ammidi aromatiche

⁸ Una tecnologia recentissima e ancora sperimentale riguarda l'utilizzo di nanostrutture di carbonio (nanotubi e nanofibre di carbonio), scoperte all'inizio degli anni 90, che stanno dimostrando buone capacità di adsorbimento dell'idrogeno, con risultati in alcuni casi sorprendenti. Su questi materiali sono in corso ricerche da parte di numerosi gruppi di lavoro, ma i risultati ottenuti, spesso in contrasto tra di loro, sono per il momento difficilmente confrontabili in quanto le esperienze sono state effettuate su campioni di materiali di diverso tipo, provati in condizioni di pressione e temperatura molto diverse tra loro. Il campo di variazione della pressione va da pochi bar ad alcune centinaia di bar, la temperatura da $80\text{ }^{\circ}\text{K}$ a $800\text{ }^{\circ}\text{K}$, le percentuali di adsorbimento in peso variano da valori inferiori all'1% ad un incredibile 60%

Foglio di Collegamento AIRU

Organo ufficiale d'informazione
dell'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano



Direttore responsabile:
Luigi Franco Bottio

Comitato di redazione:
Claudio Artioli, Silvio Bosetti, Mauro Cozzini,
Aldo Fiamberti, Ettore Filippini,
Alberto Ghidorzi, Stefano Piva, Carlo Ricci

Casa editrice: L'Annuario

Data di uscita Marzo, giugno, settembre, dicembre

La pubblicazione fornisce ai lettori un panorama sempre più aggiornato e completo del riscaldamento urbano dando voce agli operatori del settore: aziende fornitrici di tecnologie del teleriscaldamento, aziende che progettano, realizzano e gestiscono il teleriscaldamento, società di ingegneria, Comuni, Enti, Istituzioni e Organismi comunitari.

Formato mm 210 x 297

Foliazione 64 pagine

Tiratura 2500 copie

Target Aziende fornitrici di tecnologie del teleriscaldamento, aziende che progettano, realizzano e gestiscono il teleriscaldamento, società di ingegneria, Comuni, Enti, Istituzioni e Organismi comunitari.

GIUSEPPE TOMASSETTI
FIRE

Un'analisi della generazione di elettricità in Italia

2^A PARTE

2. IL TEMA DELLA POTENZA ELETTRICA

L'evoluzione dell'offerta di potenza

Passando invece ad analizzare gli aspetti della disponibilità di potenza, sempre osservata dal lato della fornitura, il 2002 ha visto concludere la vendita delle centrali ENEL così come imposto dal decreto Bersani.

Il passaggio dal monopolio al mercato ha nella disponibilità di potenza il suo punto debole. Chi costruisce nuovi impianti lo fa nella speranza di produrre con la maggiore regolarità possibile, quindi venderà a prezzi quel tanto più bassi della concorrenza tali da assicurarsi il mercato. Nel vecchio monopolio, il contratto di tipo binomio garantiva una buona remunerazione della potenza installata ed il monopolista aveva costruito anche impianti turbogas per garantire il servizio anche in condizioni di punte di carico anomale; il relativo costo del combustibile finiva nel conto finale. Il monopolista investiva e manteneva gli impianti perché questo era il suo ruolo e questo gli chiedeva il paese, questi erano poi i costi che il paese pagava. L'ENEL, per rispettare i limiti sulla produzione, ha ceduto a terzi sia impianti funzionanti che in corso di trasformazione in ciclo combinato mentre tutti gli impianti a basso fattore di cari-

co sono rimasti a lei; era previsto un meccanismo di borsa della riserva per garantire il servizio in ogni caso, essa non si è avviata senza trovare, nel frattempo, un altro dispositivo per remunerare i costi necessari per avere ulteriori impianti pronti a partire in momenti di necessità. Il produttore, con impianti in parte obsoleti, non ha interessi a costruire nuovi impianti per fare andare fuori mercato i suoi vecchi, i nuovi competitori prenotano proposte, ma ci pensano bene prima di investire per paura che qualche impianto vecchio risorga ed, essendo totalmente ammortato, faccia concorrenza sottocosto al nuovo impianto. Gli ostacoli autorizzativi mettono sale sulla ferita ed allungano i tempi delle decisioni.

Se si vuole che il mercato non faccia dimenticare gli aspetti e gli obblighi del servizio, occorre che le Autorità di controllo e di gestione non si limitino a lamentarsi nei convegni, una volta all'anno, ma facciano ispezioni, diano agli operatori dati organici e certi, prendano decisioni tali da spingere operatori del settore agli investimenti ritenuti necessari. Occorre, infatti, ricordare che mentre un tempo l'ENEL era politicamente apprezzato per l'occupazione creata e gli investimenti indotti, oggi, società per azioni, è apprezzata per il valore in borsa e gli utili distribuiti; da sempre risparmiare sugli investi-

29



menti e sulle manutenzioni è una forte tentazione quando il management è giudicato dai risultati a breve termine.

Il falso black-out del giugno e quello vero di settembre 2003

Il tema della potenza elettrica o della capacità di coprire il fabbisogno, nei suoi vari aspetti quali la richiesta da parte dei consumatori, la capacità degli impianti esistenti nazionali o messi a disposizione dall'estero, la capacità produttiva effettivamente disponibile ad un dato tempo, la capacità di riserva operativa ed infine le proposte di realizzare nuovi impianti, ha dominato l'estate del 2003, prima con i distacchi programmati di giugno poi con la crisi totale del sistema a settembre.

La descrizione di questi eventi non fa parte di questo documento così come la presentazione dei punti di vista dei vari operatori, ma non si possono trascurare le problematiche di tipo più generale. Quattro sembrano le principali:

- 1) La funzionalità del sistema non è un diritto naturale, ma il risultato di corretti comportamenti di molti operatori. Anni di regolare funzionamento hanno costruito una tale immagine di qualità del sistema elettrico che per tutti è ovvio che girando l'interruttore la luce si accenda. Sarà banale, ma quanto avvenuto ci ricorda che questo fatto non è ovvio ma solo il risultato di attente cure.
- 2) Si è scoperto che non sono disponibili dati affidabili sullo stato del sistema italiano, cosa ben nota a chi si occupa di elaborare questi dati; il governo ha chiesto rapide inchieste, nel frattempo gli operatori non si fidano ed allora prenotano impianti, ma non li realizzano..
- 3) Il sistema dei media e della politica ha mostrato di nuovo la sua incapacità di informare i cittadini su fatti complessi e che richiedono spiegazioni concatenate. Si è fatto ricorso al termine americano black-out per le interruzioni di giugno, effettuate proprio per evitarlo e poi quando è successo davvero a settembre, in situazione di carico minimo, per problemi gestionali della rete, essendo il tema della stabilità della rete troppo ostico, si è generalmente parlato d'altro; tipico esempio negativo il numero di "Porta a Porta" dove il ministro parlava delle nuove centrali ed il conduttore dando la

parola al propugnatore della riapertura di Caorso ha, abilmente dal suo punto di vista, condotto la riunione verso il solito inutile scontro verbale.

- 4) Una volta avviato il processo della liberalizzazione del mercato, in assenza di una accurata regia dell'intero sistema, è più probabile avere servizio cattivo e prezzi alti, è piuttosto che servizio efficiente e prezzi bassi.

La domanda di potenza elettrica in Italia

La domanda di potenza elettrica nella rete non è costante.

L'andamento della domanda elettrica nelle varie ore del giorno e nei vari giorni dell'anno è funzione sia dell'orario di lavoro delle industrie e degli uffici che delle condizioni climatiche e di insolazione.

Si possono quindi ipotizzare quattro diagrammi tipici:

- giorno lavorativo o festivo invernale;
- giorno lavorativo o festivo estivo.

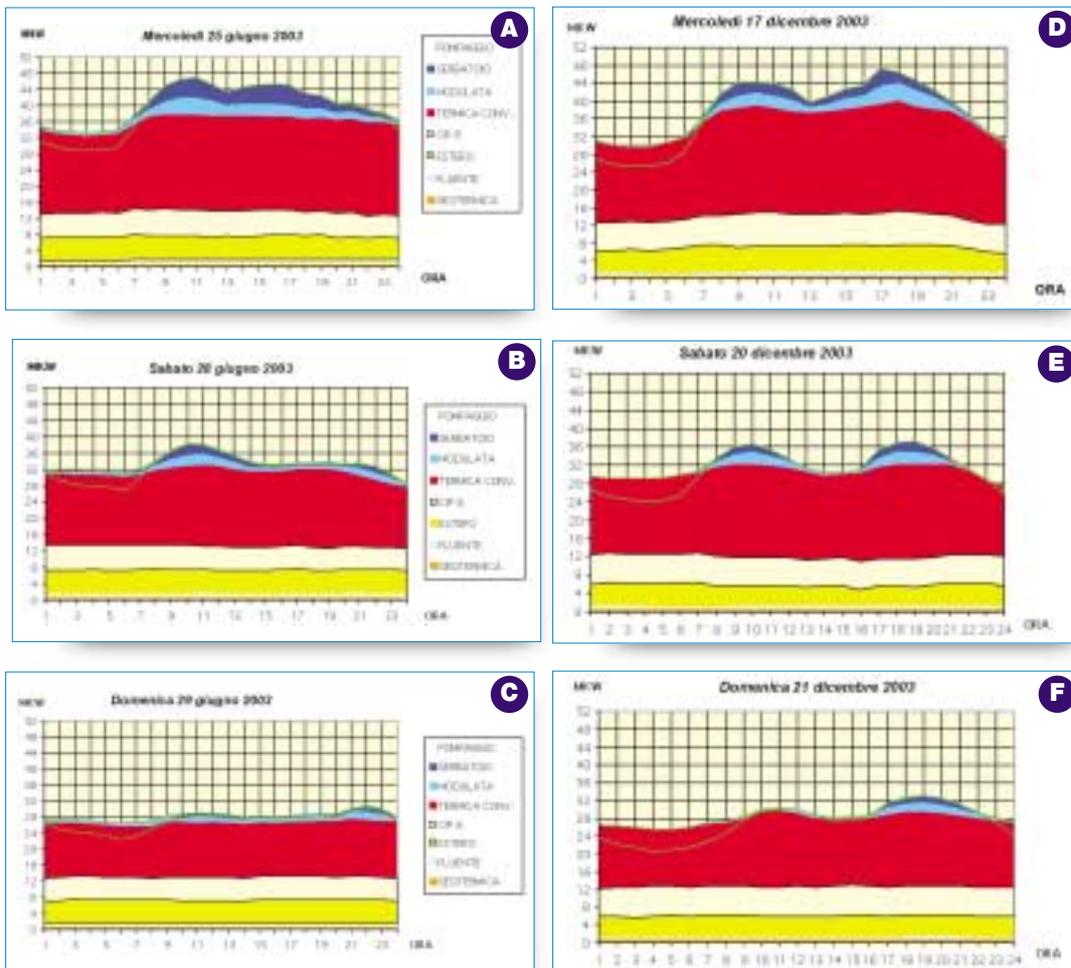
Vedere i diagrammi nella Fig. 3, per le differenze macroscopiche nelle quantità e di come i vari tipi di impianti concorrono a coprire la domanda.

Questi andamenti dei consumi possono essere modificati anche proponendo ai consumatori tariffe ad hoc per i momenti di minore carico, in Italia finora questo è possibile solo per potenze superiori ai 500 KW, una volta completato il cambio in corso dei contatori questa soglia potrà essere abbassata. Il diagramma del fabbisogno viene ancora modificato in due modi per interventi del sistema elettrico stesso:

- 1) nelle ore di basso carico notturno vengono attivati pompaggi di acqua per accumulare energia idraulica da utilizzare poi nelle ore di punta. La potenzialità massima è attorno ai 6-7000 MW con un rendimento elettrico globale, in energia, dell'ordine del 70%. Al momento del black-out di settembre il pompaggio assorbiva 3800 MW.
- 2) I consumatori con grandi assorbimenti, tipicamente per processi elettrotermici, possono stipulare contratti interrompibili da parte del gestore della rete, con sconti che sono funzione anche dell'entità del preavviso necessario. In Italia consumi per circa 1100 MW sono dilazionabili in questo modo nel corso 2003. Dal dicembre 2003 questo aspetto è stato rivisto con l'obiettivo di indi-

Figura 3
 Diagramma orario del fabbisogno e relativa copertura (non corrispondente al totale delle forniture)

N.B. Gli assorbimenti di energia per il pompaggio si sovrappongono alla produzione idroelettrica per la difficoltà di visualizzare in altro modo questo consumo interno al sistema.



viduare 1700 MW interrompibili senza preavviso ed altri 1700 MW interrompibili con preavviso.

Il record di consumo estivo nella rete italiana è del giorno 17 luglio, alle ore 11.00, ed è stato pari a 53.100 MW, la richiesta era superiore per cui alcuni clienti interrompibili erano stati distaccati. Il precedente record di consumo invernale è stato di 52.590 MW il 12 dicembre 2002.

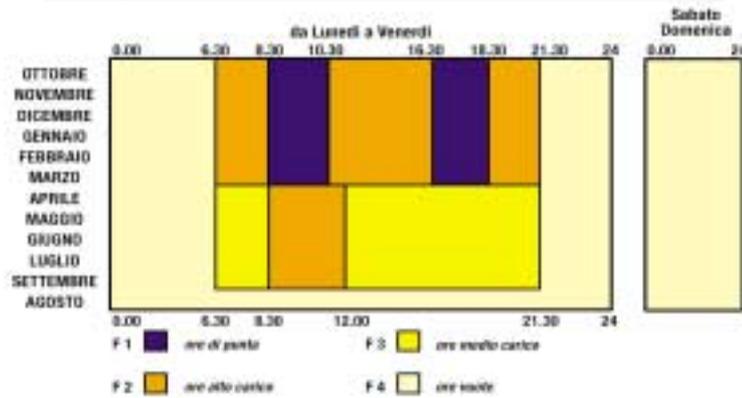
Il picco estivo, legato al condizionamento ha una durata più lunga di quello invernale (Figura 3a), la sua crescita è legata alla modifica dei consumi ed ha ormai scavalcato quello invernale; l'estate torrida del 2003 ha promosso oltre ai consumi anche l'acquisto di nuovi condiziona-

tori per cui è probabile che, anche se nel futuro non si avesse la temuta crescita delle temperature, il consumo estivo manterrà le sue tendenze.

Per l'effetto di questa tendenza, sia in corso da anni, lo schema italiano delle fasce orarie, che dava maggiore attenzione al periodo invernale (Fig. 4), è stato rivisto dall'inizio del 2004 (Fig. 5, entrerà in vigore dal 1 aprile 2004), tenendo conto non solo dell'entità della richiesta ma anche la disponibilità di potenza in quel periodo; tra l'altro le nuove condizioni climatiche modificano la disponibilità annuale dell'energia idroelettrica e della possibilità di acqua dei fiumi sufficiente per far funzionare le centrali termoelettriche ivi localizzate. Su queste basi mentre

Figura 4
Fasce orarie

MEDIA TENSIONE MINORE DI 50 kV - TARIFFE MULTIORARIE



ALTA TENSIONE MAGGIORE DI 50 kV - TARIFFE

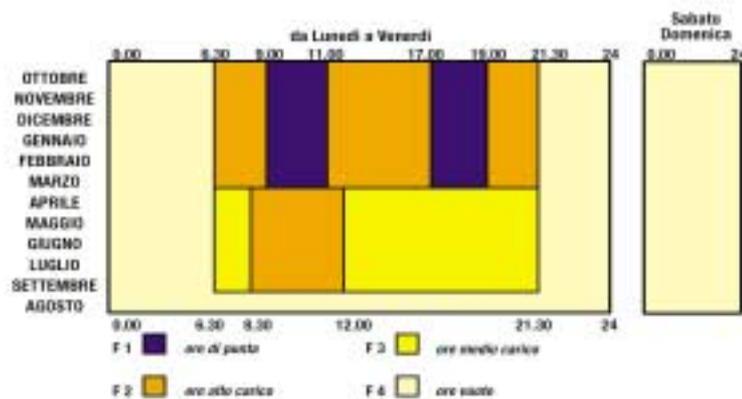
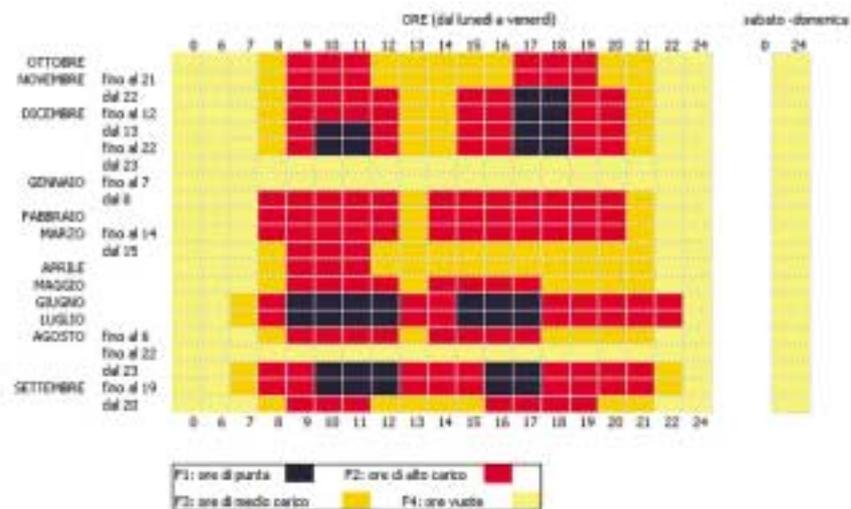


Figura 5
Nuove fasce orarie



CH4 Energia Gas

Organo ufficiale di ATIG, Associazione Tecnica Italiana del gas, da oltre vent'anni è il periodico leader nel settore

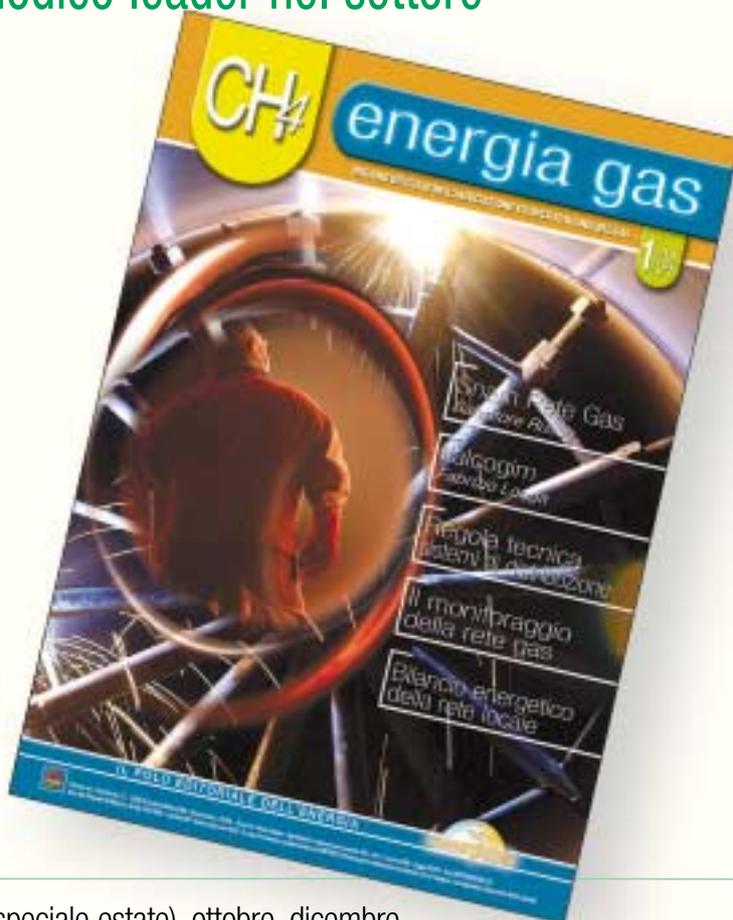
Direttore responsabile:
Emanuele Martinelli

Comitato di Direzione:
Silvio Bosetti, Cesare Cuniberto,
Luigi Scopesi, Silvano Valle

Comitato di redazione:
Francesco Castorina, Katia Corvino,
Enrico Furegato, Raffaella Gazzaniga,
Sergio Ghia, Dario Merlini, Gianluigi Piccinini,
Alberto Pippione, Michele Sadori,
Alessandro Soresina

Anno di fondazione: 1983

Casa editrice: Fabiano Editore



Data di uscita Febbraio, aprile, giugno (speciale estate), ottobre, dicembre.

Il periodico è un punto di riferimento nel comparto energetico ed in particolare nel settore del gas. I contenuti trattano tematiche tecnico-gestionali quali soluzioni tecnologiche avanzate, dinamiche imprenditoriali, case history aziendali, panorama legislativo, connubio tra settori gas ed elettrico, la voce dei consumatori, il contesto internazionale, gli eventi.

Formato mm 210 x 285

Foliazione 96 pagine

Tiratura 7000 copie

Target Diviso in quattro grandi aree: management tecnico-gestionale di aziende del settore energia; funzionari istituzionali (ministeri, authority, associazioni, enti locali); manutentori reti gas e installatori; management ICT.

Prezzo di copertina 9 €

Numero arretrato 18 €

Abbonamento annuale Italia 52 € + volume in omaggio – Estero 104 €

FABIANO GROUP - Reg. S. Giovanni, 2b - 14053 Canelli (AT)
Tel. 0141 822557 - Fax 0141 822669 - Email: claudi@fabianogroup.com

Eidos, la Rivista del Metering

Nasce la prima rivista italiana del settore metering



Direttore responsabile:
Emanuele Martinelli

Comitato scientifico:
Alberto Carotenuto, Furio Cascetta, Dario Chello

Comitato di redazione:
Marilena Andreatta, Elio Avoni,
Vincenzo Mauro Cannizzo,
Alfonso Esposito, Gianluigi Furioli,
Giulio Gravaghi, Carlo Ricci

Casa editrice: Fabiano Editore

Data di uscita Febbraio, aprile, giugno, ottobre, dicembre

Periodico di informazione tecnica nel campo della lettura delle misure applicata ai settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua. I suoi contenuti trattano di evoluzione tecnologica, caratteristiche del servizio di lettura ed elaborazione dati, legislazioni e normative italiane e comunitarie, prodotti e servizi.

Formato mm 210 x 285

Foliazione 80 pagine

Tiratura 8000 copie

Target Figure professionali e istituzionali operanti nelle aziende produttrici e distributrici di energia elettrica, gas, acqua e di servizi di telecomunicazione, ministeri, istituti di ricerca, accademie e associazioni di categoria, progettisti, tecnici, manutentori, addetti dei training center e delle aree marketing e commerciali.

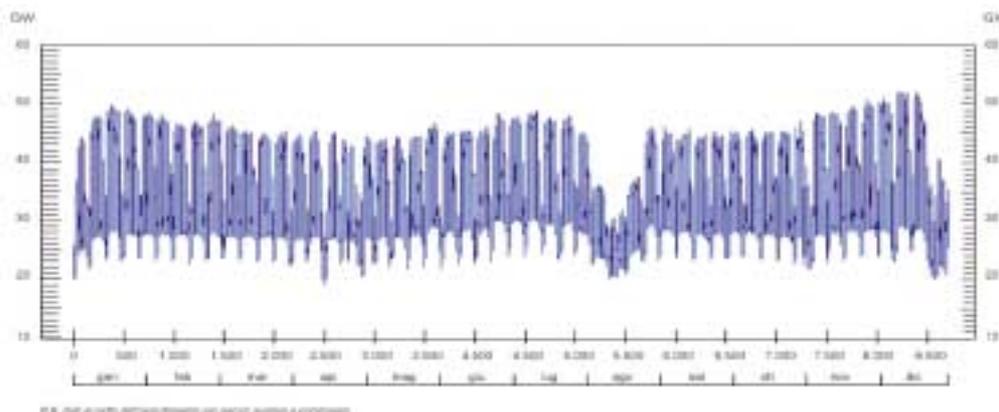
Prezzo di copertina 8 €

Numero arretrato 16 €

Abbonamento annuale Italia 40 € + volume in omaggio – Estero 80 €

FABIANO GROUP - Reg. S. Giovanni, 2b - 14053 Canelli (AT)
Tel. 0141 822557 - Fax 0141 822669 - Email: claudi@fabianogroup.com

Figura 6
Curva cronologica del fabbisogno orario - Anno 2002



la richiesta di energia è aumentata mediamente del 3% all'anno negli ultimi 4 anni la punta estiva è cresciuta del 5% all'anno nell'ultimo biennio.

Non è stato ancora avviato un programma nazionale per il controllo della richiesta di potenza e soprattutto della richiesta di picco. Un programma di questo tipo dovrebbe partire dalla considerazione che da una parte la struttura delle tariffe non dà alcun messaggio ai consumatori con potenze inferiori a 500 KW, che non c'è ancora nessun utilizzo delle potenzialità dei nuovi contatori, che non sono ancora applicate tecniche di accumulo notturno di freddo, di free cooling notturno, di gestione ottimale dell'accensione degli impianti, mentre dall'altra parte gli edifici non curano gli schermaggi dei raggi del sole esportando al sud un'architettura con facciate di vetro, pensate per i canyon urbani delle città americane.

Considerando i diagrammi di carico si può assumere che ci sia uno zoccolo di base continuo che, grazie all'assorbimento per il pompaggio, si mantiene fra i 20÷22.000 MW invernali ed i 25÷30.000 MW d'estate per le 8.800 ore dell'anno, mentre nei duecentoventi giorni lavorativi, per un totale di circa 3.000÷3.500 ore all'anno si ha un carico fra i 40÷45.000 MW, mentre per meno di 1.000 ore all'anno si ha una richiesta superiore. Tale considerazione, in fatti, è stata confermata dalla figura 6, la quale riporta la curva cronologica del fabbisogno orario.

Riguardo la previsione delle future domande di

potenza elettrica è prevedibile che essa cresca di più rispetto alla domanda di energia per il prevalere di nuovi consumi nel settore civile, in particolare terziario per la diffusione del condizionamento, essendo, questi consumi, tipicamente discontinui rispetto ai tradizionali usi costanti dell'industria tradizionale operante a ciclo continuo.

Per il controllo della domanda sono parimenti importanti sia gli aspetti socio culturali ed organizzativi che quelli tecnici.

Oltre agli interventi dal lato dell'utenza si ricordano gli interventi possibili dal lato del sistema produttivo, quale, ad esempio, l'ulteriore espansione del pompaggio notturno.

In Italia il costo della potenza impegnata è stato tradizionalmente molto alto per i consumatori, costituendo in qualche modo un collegamento diretto fra fornitore e consumatore; nel settore residenziale il vincolo della tariffa sociale ha abituato gli italiani a fare tutto nei limiti dei 3 KW del contatore, vincolo inesistente in altri paesi.

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con l'obiettivo di facilitare la mobilità del mercato ha ridotto fortemente questo impegno per la disponibilità di potenze rispetto al valore precedente, per esempio, circa al 10% per i consumatori in altissima tensione. È stato invece fortemente aumentato il costo del KWh nelle ore di picco ed è stata ridotta la penale per il supero della potenza impegnata. Le forniture per clienti idonei, attualmente bilaterali fra un fornitore ed un consumatore, sono impostate sulla quantità di

Tabella 5
L'offerta di potenza elettrica in Italia

	Installata	Disponibile media
Idroelettrici	20.439 MW	13.450 MW
Termoelettrici	55.100 MW	34.750 MW
Geotermoelettrici	665 MW	550 MW
Eolico e Fotovoltaici	746 MW	200 MW
Totale nazione	79.950 MW	48.950 MW

Disponibilità di potenza da importazioni 6.300 MW

energia all'interno di una banda oraria, con obblighi di riconciliazione in un certo periodo di tempo, ma senza vincoli di potenza istantanea. Quando la borsa sarà operante è previsto un prezzo dell'energia variabile ora per ora con limitato peso economico dell'impegno di potenza. Queste disposizioni contano sulla non contemporaneità del comportamento dei consumatori, ipotesi purtroppo non verificata in corrispondenza a condizioni generalizzate di temperature molto alte o molto basse. Non è quindi facilmente prevedibile come giocheranno nel futuro queste tendenze e queste potenzialità di intervento.

L'offerta di potenza elettrica in Italia

I dati sulla potenza elettrica installata in Italia, così come risultano dai documenti del GRTN è sintetizzato nella *tabella 5*.

La *tabella 6* (tab. 8a GRTN) dà informazioni su

quanto questi impianti funzionano in termini di potenza efficiente. Questa potenza è suddivisa per tipologia di impianti o per tipologia di combustibile utilizzato. Essi partecipano alla copertura del carico elettrico in modo diverso, secondo la tipologia. Gli impianti idroelettrici si suddividono fra fluenti ed a bacino.

Gli impianti ad acqua fluente, effettivamente in funzione, operano costantemente, con una potenza disponibile che dipende dalla stagionalità delle portate dei fiumi; essi partecipano quindi alla copertura del diagramma di base, così come avviene per l'energia di importazione che arriva attraverso linee elettriche dotate di linea di riserva.

Gli impianti idroelettrici di montagna, per le loro caratteristiche di facile e rapida variazione della potenza, vengono utilizzati per la regolazione della rete e per la copertura di picchi di richiesta. Una certa quantità di acqua viene ripompata di notte in alcuni impianti utilizzando la

Tabella 6 (tab. 8a GRTN)
Potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2002 secondo grado di utilizzazione della potenza efficiente

MW		0		0 - 10		10 - 50		oltre 50		Totale	
		N. Sez/ Imp.	Potenza netta	N. Sez/ Imp.	Potenza netta	N. Sez/ Imp.	Potenza netta	N. Sez/ Imp.	Potenza netta	N. Sez/ Imp.	Potenza netta
Termoelettrico	Cogenerazione	117	517,1	79	301,8	428	2.328,4	366	9.044,7	990	12.192,0
Termoelettrico	Tradizionale	119	5.337,2	114	1.929,2	292	12.870,1	243	18.055,8	768	38.192,3
Termoelettrico	Turbogas	19	1.009,7	18	1.061,7	18	1.689,6	5	468,4	60	4.229,4
Geotermoelettrico		3	23,0	1	16,1	7	132,7	26	493,7	37	665,5
Totale		258	6.887,0	212	3.308,8	745	17.020,8	640	28.062,6	1.855	55.279,2
Idroelettrico	Serbatoio	7	145,7	32	1.445,4	97	9.875,5	9	131,0	145	11.597,7
Idroelettrico	Bacino	4	30,2	19	442,1	145	4.187,4	23	442,4	191	5.102,0
Idroelettrico	Fluente	62	45,4	96	141,9	751	1.712,1	736	1.915,0	1.645	3.814,4
Eolico		9	6,1	22	109,9	68	660,1	-	-	99	776,2
Fotovoltaico		-	-	7	5,3	3	1,1	-	-	10	6,4
Totale		82	227,4	176	2.144,6	1.064	16.436,2	768	2.488,4	2.090	21.296,7
TOTALE		340*	7.114,3	388	5.453,4	1.809	33.457,1	1461	30.551,0	3.998	76.575,7

Nota: Il grado di utilizzazione della potenza efficiente è calcolato come rapporto tra le ore di utilizzazione della potenza efficiente e il numero di ore nell'anno. Le ore di utilizzazione sono il rapporto tra la produzione (kWh) e la potenza (kW). Il grado di utilizzazione si riferisce alle singole sezioni di impianti termoelettrici e geotermoelettrici mentre si riferisce all'impianto per gli idroelettrici, eolici e fotovoltaici. Le classi di percentuale di ore di utilizzazione sono:

- 0: sezioni o impianti che non hanno mai prodotto nell'anno.
- 0-10: sezioni o impianti che hanno prodotto utilizzando durante l'anno meno del 10% della potenza efficiente.
- 10-50: sezioni o impianti che hanno prodotto utilizzando durante l'anno tra il 10% e il 50% della potenza efficiente.
- oltre 50: sezioni o impianti che hanno prodotto utilizzando durante l'anno oltre il 50% della potenza efficiente.

disponibilità di energia d'importazione a basso costo e per permettere di non dover variare eccessivamente il carico degli impianti termoelettrici; il rendimento di tutta l'operazione è attorno al 70%.

Le centrali termoelettriche sono suddivisibili fra impianti che producono solo elettricità ed impianti in cogenerazione. Dal punto di vista impiantistico, queste centrali hanno motori a combustione interna (motori diesel o a ciclo Otto) operanti ad olio od a gas naturale, o impianti a vapore, potenzialmente policombustibili e infine turbine a gas in ciclo semplice o turbine a gas in ciclo combinato che potenzialmente usano combustibili gassosi di varia origine, ma che in pratica operano solo a metano salvo quelle legate agli impianti di gassificazione del catrame o ai gas di alto forno.

Le turbine a gas a ciclo semplice, avendo minore complessità e minori costi unitari, sono state costruite ed installate nel periodo 1975÷1985 specificamente per essere messe in esercizio in tempi brevi e coprire i picchi di consumo sia pure al costo di rendimento limitato, attorno al 30%, molte di esse risultavano messe fuori esercizio, in occasione delle interruzioni programmate del 25-26 giugno 2003 per mancanza di potenza disponibile (Fig. 6). Gli impianti a ciclo combinato, di maggiore efficienza, sono poco adatti a variazione rapide di potenza, se impiegati a carico parziale il rendimento diminuisce notevolmente, quindi si trat-

ta ugualmente di impianti per servizio di base; considerato però l'andamento del nostro diagramma di carico sarà necessario progettare i futuri impianti per operare non più di 4000÷4500 ore/anno con interruzione settimanali e possibilmente notturna.

Con riferimento ai combustibili, le caldaie alimentate da carbone o da rifiuti sono tipicamente destinate al servizio di base mentre quelle con combustibili più pregiati seguono le variazioni fra giorno e notte.

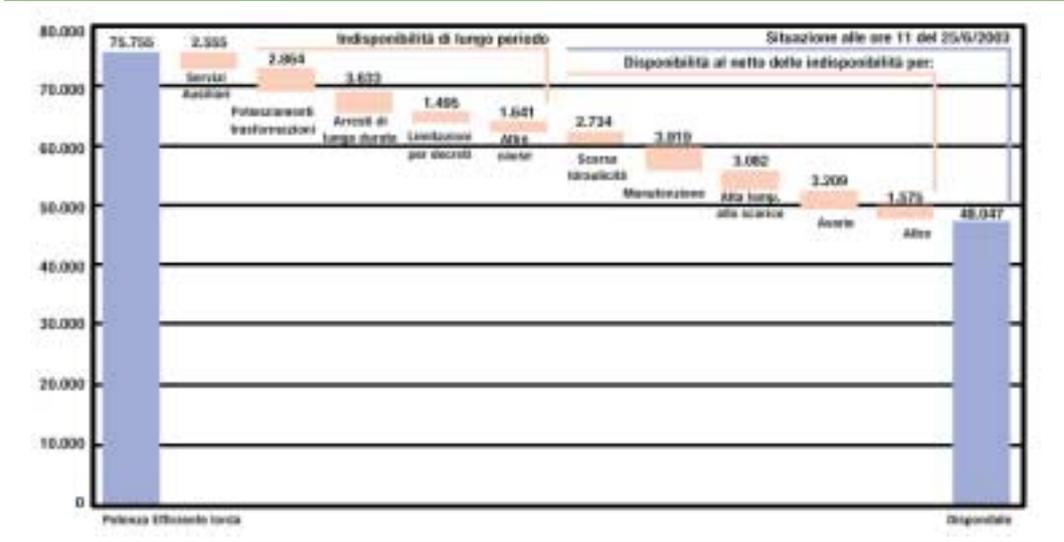
È da notare che in ambito europeo le caldaie a vapore sono alimentate in larga maggioranza a carbone e lignite, mentre in Italia sotto la pressione degli Enti Locali, che non si fidavano degli impianti di depurazione e che non erano in grado o non volevano gestire i controlli, i combustibili più usati sono l'olio (non sempre a basso zolfo) ed il gas naturale. I paesi europei senza idroelettricità hanno organizzato il loro parco di impianti termici in modo da seguire con essi le variazioni del carico.

Gli impianti da fonti rinnovabili (tabella 7) hanno priorità al dispacciamento cioè possono produrre senza preoccuparsi della richiesta, lo stesso vale per gli impianti definiti di cogenerazione secondo la delibera dell'Autorità e quelli che hanno stipulato convenzioni nel quadro del CIP 6/92.

La borsa prevista per il 2004 dovrà basarsi sul dispacciamento di merito economico e l'esperienza dirà se questo semplice parametro per-



Figura 7
Rilevazione della potenza disponibile alla punta estiva del 2003
(Impianti con potenza nominale maggiore di 10 MVA) (FONTE: GRTN)



metterà di gestire la produzione dei vari impianti rispettando tutti i vari vincoli previsti.

La riserva per le situazioni critiche

Come risulta dalla tabella N. 8a GRTN in Italia c'è un'ampia sovracapacità di generazione ed in nome della quale, l'amministratore delegato dell'ENEL il 23 gennaio 2003 alla Commissione della Camera, si pronunciava contro la necessità di realizzare nuovi impianti, posizione che ovviamente difendeva il patrimonio ENEL, proprietario degli impianti più vecchi che verrebbero messi fuori mercato da nuovi impianti.

Di fronte a questa sovracapacità formale sulla carta, il GRTN denunciava da anni la mancanza di riserva operativa alla punta (2.660 MW nel 2002 secondo il GRTN invece 12.300 MW secondo ENEL), pari al 4,8% della potenza disponibile (era il 5,3% nel 2001).

Le motivazioni di questa limitata disponibilità di molti impianti sono state illustrate dalla figura 6.

Per mancanza di una prassi di controllo, le "lunghe fermate" possono anche mascherare il mantenimento da parte delle varie imprese di impianti non più operativi, solo per difendere il valore del sito e delle autorizzazioni all'esercizio acquisite nel territorio nonché la copertura di parte dei costi fissi, quindi costituiscono rendite di posizione. L'Italia sarebbe così riuscita ad avere nello stesso tempo troppi impianti nel Paese, ma poca potenza disponibile al bisogno, prezzi di generazione troppo alti e quindi troppa importazione.

L'evoluzione delle tecnologie prevede che i nuovi impianti siano più efficienti nelle effettive condizioni di esercizio e che i vecchi e più piccoli, insieme alle turbogas ed al pompaggio vengano a costituire una riserva per le varie casualità sia meteorologiche che di possibili incidenti o di guasti imprevedibili.

Vari esperti hanno evidenziato che nell'attuale situazione organizzativa non è definito chi abbia il dovere ed il diritto di intervenire sulle

Tabella 7 (tab. 21/34 GRTN)
Potenza efficiente lorda e produzione lorda degli impianti da fonti rinnovabili in Italia

2002	MW	GWh	Ore/anno equiv.
Idrica	16.820,3	39.519,4	2300
0 - 1	398,4	1.603,6	4000
1 - 10 (MW)	1.892,2	6.443,9	3400
> 10	14.529,7	31.471,8	2100
Eolica	780,1	140,2	1800
Fotovoltaica	6,4	4,1	640
Geotermica	707,0	4.662,3	6600
Biomasse e rifiuti	891,7	3.422,6	3800
Solo prod. di energ. elett.	508,3	1.892,1	
- Solidi	326,6	1107	
- rifiuti solidi urbani	128,1	422,2	3300
- colture e scarti agro-industriali	198,5	685,7	3500
- Biogas	181,8	784,2	
- da discariche	178,7	779,2	4400
- da fanghi	-	-	
- da deiezioni animali	-	5,0	
- colture e scarti agro-industriali	3,1	-	
Cogenerazione	383,9	1.530,5	
- Solidi	340,9	1.371,6	
- rifiuti solidi urbani	249,5	1.005,7	4000
- colture e scarti agro-industriali	91,5	365,9	400
- Biogas	42,5	158,9	
- da discariche	9,1	42,8	
- da fanghi	4,5	2,8	
- da deiezioni animali	2,4	11,3	
- colture e scarti agro-industriali	26,5	101,9	
Totale	19.205,6	49.012,5	



scelte di operatori privati, conciliando l'apertura del mercato con la garanzia della qualità del servizio.

L'esperienza del black out di settembre ha mostrato che anche la situazione notturna, con assorbimenti molto bassi, attorno a 20.000 MW, con il 30% di energia importata, perché conveniente, implica dei rischi effettivi nella gestione della rete per mancanza di capacità di intervento in tempi di pochi secondi (forse sarebbe stato sufficiente staccare i 3.800 MW di pompaggio in esercizio in quel momento) e per limitata interconnessione con gli altri paesi. Nell'attuale situazione larga parte della sovracapacità produttiva è nella proprietà dell'ENEL e così tutto il pompaggio, ma le responsabilità di coprire le richieste non sono più dell'ENEL. Tutti gli impianti esistenti sono stati inclusi nei costi fissi di generazione, col valore medio di 0,0206 €/kWh (39,9 lire), considerato da alcuni esperti, piuttosto elevato.

Con l'entrata in funzione della Borsa spariranno sia queste quote fisse che lo schema predeterminato delle fasce orarie; dovrebbe anche aprirsi la borsa della disponibilità di riserva. È difficile dire come andranno le cose; la borsa della riserva farà aumentare la potenza messa a disposizione perché pagata a parte, nella quantità giudicata necessaria dal GRTN, o creerà, come in California, la fuga dalle forniture programmate?

La borsa darà il giusto valore e premio agli imprenditori più bravi che produrranno mentre gli altri staranno fermi? o viceversa, produrrà oscillazioni nei carichi delle varie centrali tali da rischiare guasti o le oscillazioni dei prezzi ai clienti tale da obbligare i consumatori a ricorrere ai servizi di grossisti, creando così una rendita finanziaria - assicurativa che non farà certo diminuire i costi finali?

Se questi sono i problemi dei consumatori, non meno incerto appare il futuro degli investimenti in tempi lunghi a causa di una borsa che finisca di essere troppo volatile ed effervescente? Ci sarà il rischio che vecchi impianti, magari contando sull'aleatorietà dei controlli, possano vendere in dumping per bloccare l'ingresso di nuovi operatori con solo qualche centrale? Un contributo alla garanzia del servizio elettrico può venire anche dal lato dell'utenza, infatti, se aprire al mercato vuol dire portare la produzione più vicina al consumo, allora occorre considerare la possibilità della generazione decentralizzata.

La gestione decentralizzata

I consumatori possono sviluppare la generazione decentrata anche a supporto della rete nazionale se vengono eliminati gli ostacoli di tipo tecnico, burocratico e fiscale che hanno finora protetto il servizio pubblico monopolistico e che pesano in modo eccessivo sui piccoli impianti in genere. Le nuove tecnologie informatiche permettono di affrontare i problemi di una gestione integrata, dei rapporti fra produzione e consumo con riferimento anche dei gruppi elettrogeni di emergenza degli utenti.

I motivi per i quali i consumatori (o si auspica anche i produttori) possono essere interessati alla generazione decentralizzata sono raggruppabili in tre categorie:

1. possibilità di operare con impianti termico-elettrici in cogenerazione, valorizzando il calore altrimenti disperso ed ottenendo così minori consumi unitari di combustibile;
2. per disporre di una alimentazione di emergenza, in caso di mancanza della rete, su proprie utenze non interrompibili;
3. per utilizzare risorse locali, rinnovabili o non, altrimenti non valorizzate.

1. Cogenerazione

La cogenerazione di grande taglia nel settore industriale è una tecnologia ben diffusa che non ha bisogno di particolari agevolazioni, una volta liberalizzato il mercato della vendita dell'energia esuberante i propri consumi. Per le grandi reti di teleriscaldamento urbano si pongono prospettive diverse specie per utilizzare combustibili di scarto o rifiuti o scarti industriali ottenendo così anche una diversificazione delle fonti, rispetto all'uso generalizzato del gas naturale nel riscaldamento delle città. Le nuove realizzazioni di teleriscaldamento sono limitate oggi a situazioni di ristrutturazione di aree dimesse, negli altri casi il costo della rete è in genere proibitivo, considerando anche che l'esercizio è limitato a 2500÷3000 ore/anno.

Naturalmente questi impianti vanno confrontati, per le loro caratteristiche di efficienza con le caratteristiche degli impianti che generano solo elettricità per definire incentivi e privilegi.

È compito dell'Autorità stabilire le regole per accedere al diritto di priorità al dispacciamento previsto dal decreto di liberalizzazione; per gli impianti che entrano in funzione oggi il riferimento è giustamente quello dei cicli combinati



a gas naturale, occorre però scegliere fra le prestazioni di quelli già realizzati, di quelli in costruzione, di quelli in progetto e di quelli proposti dai fornitori. Ugualmente per gli impianti esistenti si pone la scelta del riferimento in un parco che è poco evoluto negli ultimi anni. In entrambi i casi per dare certezze agli operatori si fissano delle soglie ed una certa durata (diritti acquisiti). Un incentivo può essere giustificato per gli impianti che diversificano il tipo di combustibile e che siano di più difficile gestione. Il ruolo delle E.S.Co. è fondamentale, sia per il finanziamento, sulla base del risparmio ottenuto, sia per il possesso delle conoscenze per il dimensionamento e la gestione efficiente. La cogenerazione di piccola taglia, specialmente per applicazioni nel settore terziario e grandi residenze, si presenta con caratteristiche sue proprie:

- per queste utenze si ha spesso una sinergia positiva delle motivazioni della cogenerazione e della disponibilità di elettricità di emergenza;
- il combustibile ottimale è il gas naturale. Nel settore civile, per effetto della differente fiscalità fra uso termico ed uso per generazione elettrica il beneficio economico fiscale è altrettanto importante di quello legato ai minori consumi. Tutta la normativa fiscale è però in fase di revisione;
- per i piccoli impianti i costi delle interfacce con il sistema elettrico, della gestione degli scambi, della fiscalità e della manutenzione hanno costi particolarmente elevati e costituiscono per la loro complessità il principale ostacolo alla diffusione.

Negli ultimi anni c'è un tentativo di introdurre nel mercato, nuovi generatori basati su miniturbine in ciclo rigenerativo e di motori Stirling. Nel mercato americano, dove il gas naturale ha prezzi bassi e dove c'è un'estrema importanza per la disponibilità di emergenza, questi motori, anche se con rendimento solo del 20÷25%, hanno un loro spazio perché hanno bassissimi costi di manutenzione.

Nel contesto europeo, con gas più costoso, sistema elettrico più efficiente e (finora!) più affidabile, si ritiene che la cogenerazione debba avere motori che diano almeno il 30÷35% di elettricità, valori ampiamente raggiungibili con i motori alternativi per i quali è possibile una riduzione dei costi di gestione se affidati ad una struttura di servizio. Le celle a combustibile, se il loro costo si riducesse secondo i programmi, costituirebbero il motore ottimale per la micro-cogenerazione.

In ogni caso, considerato il peso dei vincoli burocratici e gestionali, si ritiene che la micro-cogenerazione sia un mercato ottimale per E.S.Co. e società di distribuzione di elettricità e di gas che possono realizzare reti di impianti presso i loro clienti più adatti, ai quali vendere il calore, gestendo invece l'elettricità nel modo più opportuno. Si avrebbe così anche un potenziamento della rete di bassa tensione, spesso critica nei centri urbani ove le residenze si trasformano in uffici.

2. Alimentazione di emergenza

Dati degli anni 80 indicavano l'esistenza in Italia di impianti di emergenza per almeno 20.000 MW, basati generalmente su motori diesel con parecchie unità di potenza elevata (>1MW). Di norma questi impianti sono progettati per generare ad isola, staccati dalla rete, solo durante le situazioni di emergenza senza adeguata insonorizzazione per uso continuativo. Nel nuovo contesto del mercato libero un certo numero di questi impianti, specie per le taglie maggiori (al di sopra dei 300÷500 KW), adeguabili per insonorizzazione e per modalità di scarico dei gas, potrebbero essere trasformati per poter lavorare anche in parallelo con la rete, sia per tagliare i picchi (i diesel di grossa taglia hanno rendimenti elettrici dello stesso ordine del parco medio), che per costituire riserva al servizio della rete.

Non si hanno dati sulla potenzialità di questa proposta che presuppone un dialogo interattivo fra consumatori e rete elettrica, oggi reso possibile dalle tecnologie informatiche, purché ci sia la capacità di dare voce anche alle realtà periferiche non rappresentate. Dal punto di vista dei costi di generazione, rispetto all'uso dei turbogas a ciclo semplice, occorre considerare i differenti rendimenti, i diversi costi dei combustibili in base alla fiscalità per uso elettrico, la diversa localizzazione, la quota dei costi di gestione attribuibile alla disponibilità verificata di potenza di emergenza.

3. Valorizzazione di risorse locali

Gli impianti possono sfruttare fonti rinnovabili discontinue (sole e vento) o fonti rinnovabili programmabili (geotermica, idraulica, biomasse) od assimilate alle rinnovabili (giacimenti minori, rifiuti urbani ed industriali, espansione del gas di rete ecc.); tutti questi impianti hanno la priorità al

dispacciamento. In Italia gli impianti fotovoltaici hanno mediamente un funzionamento per circa 1.000 ore/anno, mentre gli impianti eolici si situano attorno alle 2.000 ore/anno, quindi come disponibilità di potenza sono considerati al 25% della potenza installata. Gli impianti geotermici hanno invece disponibilità elevata. Per quanto riguarda gli impianti alimentati a biomassa, hanno purtroppo frequenti interventi manutentivi, specie per il biogas da discarica ed i rifiuti urbani. La *tabella 7* riporta le potenze installate, l'energia prodotta e le ore di funzionamento equivalente, questo dato, medio, non è spesso rappresentativo per la presenza di impianti non più in esercizio, ma formalmente non dismessi. Gli impianti con rifiuti urbani in funzione mostrano ormai un'affidabilità adeguata. È da osservare che i grandi impianti che utilizzano la gassificazione del residuo di raffineria o i gas d'altoforno, realizzati con il provvedimento CIP6, con fattori di carico molto alti, non sono riportati in questa tabella, essi sono inseriti rispettivamente in "altri combustibili solidi" e nei "gas derivati".

Nuovi impianti di generazione, perché e quanti

Il tema della mancata costruzione di nuovi impianti domina nel dibattito con dati talmente discordanti fra i 700 MW di nuovi impianti entrati in funzione nel 2001 e nel 2002, i circa 12.000 MW autorizzati ed i circa 100.000 MW di proposte per occupazione di siti, da richiedere un'analisi da più punti di vista.

I motivi per i quali un Paese ha bisogno di realizzare nuovi impianti sono principalmente cinque:

- 1) i consumi crescono e servono nuovi impianti di generazione;
- 2) ci sono tecnologie più efficienti e con minori problemi ambientali ed allora si sostituiscono, nello stesso sito gli impianti di generazione obsoleti utilizzando parte delle vecchie infrastrutture;
- 3) per motivi di tipo urbanistico o ambientale o di scelte sul tipo di combustibile si debbono chiudere alcuni impianti, bonificare alcuni siti, costruendo tutto nuovo in altri luoghi;
- 4) per ridurre le importazioni;
- 5) adattare il parco degli impianti all'evoluzione del diagramma di carico.

In Italia vista la grande sovracapacità installata nominale dovrebbero prevalere il motivo 2 (ristrutturazione di centrali con vecchi impianti a vapore per sostituirli con impianti a ciclo com-

binato ad alta efficienza) così come previsto in alcuni degli impianti ceduti da ENEL per rispettare il divieto di generare più del 50% dell'energia prodotta in Italia.

Il terzo criterio si applica alle centrali localizzate all'interno della città, quale quella di Napoli la cui capacità va sostituita altrove, o al contrario se si vuole aumentare l'uso del carbone occorre localizzare le nuove centrali vicino a porti capaci di ricevere il carbone. Se la ristrutturazione si attiva su una centrale prima non disponibile il sistema aumenta di flessibilità se invece viene effettuata su una delle centrali disponibili in un sito conveniente (e che per questo l'ENEL ha potuto vendere a buon prezzo) per un periodo di almeno 3-5 anni la disponibilità diminuirà ancora accentuando il rischio di dover tagliare le forniture ai consumatori nei momenti di picco della domanda.

È difficile infine prevedere che un impianto nuovo, alimentato con gas di importazione possa generare in Italia a prezzi più bassi di quelli che, nel mercato unificato europeo, possono offrire le centrali nucleari francesi od a carbone tedesche, da anni "ambientalizzate" ed entrambe già ampiamente ammortate; infatti il nuovo gas arriverà in Italia con nuovi gasdotti da ammortare mentre Francia e Germania hanno già compiuto una forte elettrificazione dei consumi finali (salvo che anche da loro il condizionamento estivo diventi richiesta di massa) ed hanno forte sovracapacità. Per quanto riguarda infine l'evoluzione del parco degli impianti per adattarsi alle nuove esigenze del diagramma di carico, con situazioni di picco estivo di durata più lunga (6÷7 ore al giorno) per circa 60÷80 giorni rispetto a quello invernale (1÷2 ore) occorre osservare che i turbogas a ciclo semplice d'estate riducono sia potenza che efficienza e che potrebbe essere richiesta una diversa logica di gestione delle varie centrali, comprese quelle di pompaggio. Questo ruolo era svolto un tempo dall'ENEL; se si vuole che ora siano forza del mercato a garantire il servizio, allora occorre che le regole del mercato siano tali da incentivare gli operatori a farsi carico del problema.

I tempi sono sempre lunghi, occorre decidere anni prima per evitare che la crisi sia poi insuperabile, quindi necessario che la cultura della garanzia del servizio sia fatta propria del regolatore, che si diffonda presso gli operatori, che questi investano in anticipo secondo le opportunità del sistema e che queste coincidano con le necessità dei consumatori. ■



DANIELE FORNI
FIRE

Le nuove fasce orarie

Come influenzeranno le abitudini dei grandi utenti?

42

La differenziazione del prezzo dell'energia elettrica, a seconda dell'ora e del periodo dell'anno, nasce dalla scelta di informare i consumatori sui costi del servizio nei vari giorni e ore dell'anno, in modo che, gestendo i propri consumi, si possa limitare il costo globale del sistema elettrico. Questa interazione permette di limitare i picchi e appiattire quanto più possibile la curva di domanda, evitando così sia il continuo ricorso a gruppi turbogas, dal basso rendimento ma capaci di seguire rapidamente il carico, sia il costo di impianti di pompaggio, peraltro non facilmente realizzabili ovunque, sia il costo di elettrodotti, che consentano di trasportare elevate potenze per pochi minuti al giorno.

Le fasce orarie sono note dai primi anni ottanta ai grandi utenti che hanno contratti di fornitura dell'energia elettrica con potenze superiori a 500 kW. Si estenderanno a breve ai piccoli utenti, anche domestici, non appena sarà terminata l'installazione dei contatori telecontrollati. Nasceranno in forme diverse, anche nel settore del gas naturale¹ (nel caso del gas, la differenziazione oraria e stagionale del prezzo è legata allo sfruttamento ottimale della capacità

di trasporto della rete e al minor ricorso allo stoccaggio di modulazione).

In questa prospettiva è fondamentale, anche per gli utenti medio-piccoli, tenere sotto controllo l'andamento temporale dei consumi, su scala oraria, settimanale e annuale. Questo sia per cercare di spostare le operazioni più energivore nelle fasce orarie meno costose, sia per iniziare a considerare soluzioni che permettano di sfruttare gli andamenti complementari delle richieste di energia elettrica e gas naturale, usando in ogni momento la fonte più conveniente (per esempio le pompe di calore, che possono essere mosse da un motore elettrico, da un motore alternativo a gas naturale o possono essere ad assorbimento).

Le fasce orarie influenzano sia il costo di acquisto all'ingrosso dell'energia, che la componente di trasporto e distribuzione. Con l'apertura della borsa elettrica, i grossisti e gli eventuali grandi utenti finali, che decideranno di servirse-ne, si confronteranno con un prezzo dell'energia, variabile in funzione dell'andamento della domanda e dell'offerta e della congestione della rete. Le conseguenze sugli utenti finali idonei, saranno mediate dagli strumenti finan-

¹ La delibera 139/03 ha ulteriormente posticipato a luglio 2005 l'entrata in servizio dei contatori orari del gas per i clienti con consumi annui superiori a 200.000 m³, stabilita dal decreto legislativo 164/00 per luglio 2002. La 139/03 stabilisce l'obbligo di installazione entro il 31/12/04 di contatori orari per i clienti con consumi annui superiori ai 10 milioni di m³.

ziari utilizzati per ridurre gli effetti della volatilità, già sperimentata in altri mercati.

Le vecchie fasce orarie, definite dal provvedimento CIP 45/90 sono state in vigore per quasi tre lustri. In questo lasso di tempo, il settore dell'energia elettrica ha visto molti cambiamenti sia dal lato produzione (diverso mix delle centrali, aumento delle importazioni di energia elettrica dall'estero, liberalizzazione del mercato elettrico, etc) che nella domanda (progressiva elettrificazione di molti processi, "necessità" di condizionamento estivo, etc).

Le nuove fasce spostano le ore di punta dall'inverno e dall'autunno all'estate. In estate, a causa del caldo, dal lato produzione le centrali termoelettriche, specie turbogas e cicli combinati, hanno minori rendimenti e non possono funzionare a pieno carico, i bacini idroelettrici hanno livelli più bassi e dal lato domanda il

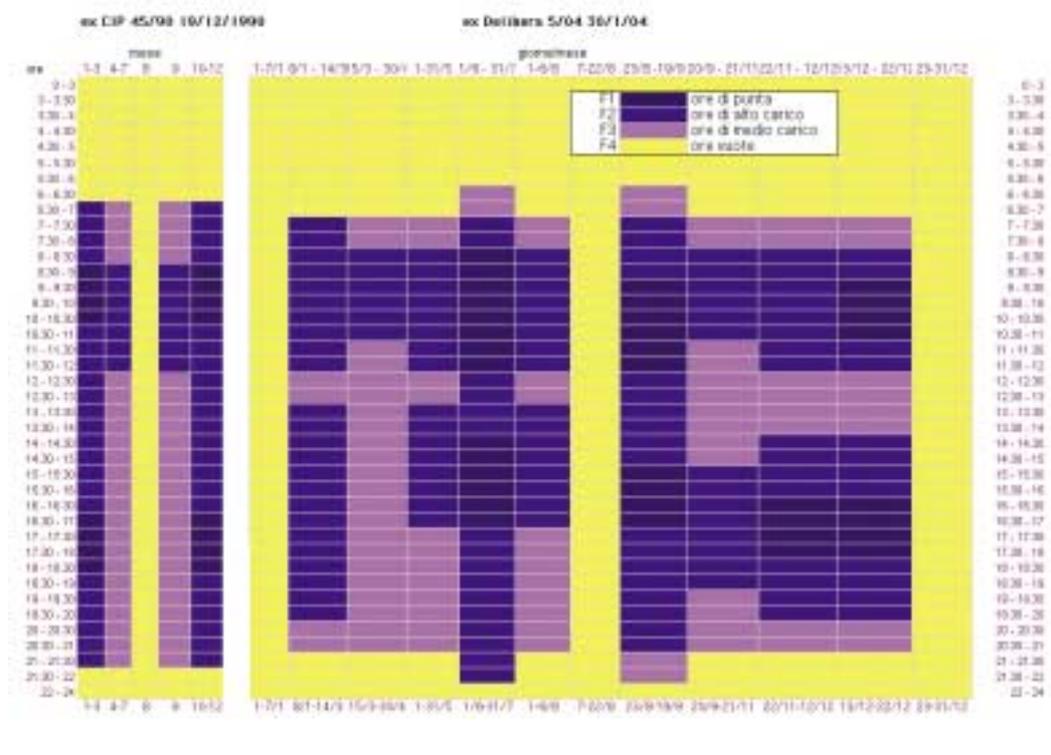
caldo "scatena" la domanda per il condizionamento. È prevedibile che le fasce orarie del gas avranno andamento complementare, vista la prevalenza invernale dei consumi.

Le nuove fasce dovrebbero entrare in vigore dal 1/4/2004, ma con delibere che introducono grossi cambiamenti nel mercato dell'energia, è lecito aspettarsi ricorsi, rinvii e rettifiche².

La struttura delle nuove fasce

Nello schema 1 non compaiono tutti i "giorni vuoti", cioè formati da 24 ore in F4. Sabati e domeniche sono giorni vuoti. Le vecchie fasce non consideravano come "giorni vuoti" i giorni festivi infrasettimanali. Nelle nuove fasce sono "giorni vuoti": dall'1 al 7 gennaio, il lunedì dell'Angelo, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre e

Schema 1
Vecchie e nuove fasce orarie



² Si veda proprio a questo proposito la delibera dell'Autorità 17/04 "rettifica di errori materiali nelle deliberazioni ..."

dal 23 al 31 dicembre. In agosto, che per le vecchie fasce era tutto in F4, con le nuove fasce rimangono tutte in F4 solo le settimane centrali, dal 7 al 22.

Il confronto tra la rappresentazione grafica dell'andamento delle vecchie e delle nuove fasce durante l'anno (*schema 1*) permette di apprezzarne alcune differenze:

- Diversa estensione delle ore non vuote della giornata: per le vecchie fasce le ore non vuote iniziavano alle 6.30 e finivano alle 21.30 (agosto, sabati domeniche esclusi). Con le nuove fasce invece vanno dalle 6 alle 22, nei giorni lavorativi dal lunedì al venerdì, in giugno, luglio, ultima settimana di agosto e prime 3 settimane di settembre, e dalle 7 alle 21 nelle restanti giornate lavorative dal lunedì al venerdì, escluse le due settimane centrali di agosto.
- Nelle vecchie fasce l'andamento giornaliero copriva tutto il mese (sabati e domeniche escluse). Nelle nuove ci sono più variazioni dell'andamento giornaliero delle fasce in alcuni mesi; gennaio, marzo, agosto, settembre, novembre e dicembre hanno due differenti andamenti giornalieri (non contando il profilo festivo con 24 ore in F4).
- Presenza, nelle nuove fasce, di tutta la gamma da F1 a F4, nei giorni lavorativi, in giugno, luglio, ultima settimana di agosto, prime tre settimane di settembre, e dal 22 novembre al 22 dicembre.

Si possono riconoscere le vecchie fasce dei mesi caldi, con mezz'ora in più di F2, nelle nuove fasce del periodo 15/3 - 30/4.

Diamo i numeri

L'analisi della distribuzione delle ore in fasce nell'arco dell'intero anno solare 2004 tra vecchie e nuove fasce (*tab. 1*), mostra differenze limitate, riassumibili con una diminuzione del 12,0% delle ore in F1 e F3, e un aumento delle ore in F2 e F4.

Andando però a studiare la collocazione in fasce delle ore nelle quattro stagioni (*tab. 2*) si vedono grandi differenze.

Le ore in F1 scompaiono quasi completamente dall'inverno, per riapparire là dove non c'erano, in estate, aumentano in primavera e diventano circa un quarto in autunno.

Con comportamento quasi complementare le F3 compaiono in inverno, diminuiscono drasticamente in estate e aumentano molto in autunno.

Effetti sull'esercizio di impianti di generazione distribuita e condizionamento

La nuova distribuzione delle fasce orarie influenza soprattutto alcune categorie di utenza; nel seguito si cercheranno di analizzare gli effetti sulla cogenerazione e sul condizionamento estivo.

Ipotesi semplificative:

1. Funzionamento degli impianti in condizioni nominali massime di rendimento.
2. Costo dell'energia elettrica costante dopo il passaggio alle nuove fasce.

Tabella 1
Distribuzione delle ore in fasce orarie nell'anno solare 2004

F1	F2	F3	F4	
461	1866	1103	5354	nuove fasce
524	1822,5	1253,5	5184	vecchie fasce
-63	43,5	-150,5	170	differenza

Tabella 2
Distribuzione delle ore in fasce orarie nelle 4 stagioni

				F1	F2	F3	F4
inverno	22-dic	20-mar	nuove	4	585	153	1418
			vecchie	260	715	-	1185
primavera	21-mar	20-giu	nuove	91	359	458	1300
			vecchie	32	287,5	655,5	1233
estate	21-giu	22-set	nuove	310	481	121	1344
			vecchie	-	161	529	1566
autunno	23-set	21-dic	nuove	56	441	371	1292
			vecchie	232	659	69	1200

Per il riscaldamento è stato scelto il periodo corrispondente alla zona climatica D, dal 1/11/03 al 15/4/04 (tab. 3).

Fasce	F1	F2	F3	F4
Nuove	52	886	532	2538
Vecchie	432	1226,5	126,5	2223

È stato considerato un funzionamento 12 ore al giorno, quelle nelle fasce più remunerative, per tutto il periodo di riscaldamento della zona climatica D (tab.4).

Fasce	F1	F2	F3	F4
Nuove	52	886	322	744
Vecchie	432	902,5	93,5	576

Il "periodo caldo" è stato scelto arbitrariamente dal 1/6/04 al 30/9/04, come periodo in cui si suppone "necessaria" la climatizzazione (tab.5).

Fasce	F1	F2	F3	F4
Nuove	401	627	176	1724
Vecchie	-	231	759	1938

Nel "periodo caldo", si considera il funzionamento degli impianti tutti i giorni dalle 6 alle 18 (tab. 6).

Fasce	F1	F2	F3	F4
Nuove	401	458	65	540
Vecchie	-	231	561	672

Teleriscaldamento in cogenerazione: se si considera solo il cogeneratore³, si hanno, con le nuove fasce orarie, minori entrate di circa il 20%. In un impianto di teleriscaldamento, però, un cogeneratore che funzioni 12 ore al giorno incide per il 20% - 40% sul totale delle entrate,

³ Cogeneratore con rendimenti netti elettrico 35%, termico 40%, alimentato a gas naturale con passaggio ad accisa di generazione di 0,25 Smc/kWh e accisa industriale sul restante, essendo inserito in un impianto di teleriscaldamento.

Prezzo di vendita del kWh termico 0.65 €, valorizzazione del kWh elettrico nelle 4 fasce : 0.120 0.071 0.057 0.041 €

⁴ Assorbitore monostadio con COP 0,7, vendita del freddo a 0.12 €/kWh

poiché si fa di solito un ampio ricorso alle caldaie di integrazione. Si può dunque ipotizzare una variazione del 4% - 8% sul bilancio complessivo.

Se lo stesso impianto fosse abbinato a un assorbitore monostadio⁴, alimentato dal solo cogeneratore, e funzionasse solo nel "periodo caldo", ci sarebbe con le nuove fasce un maggior ricavo marginale, rispetto alle vecchie, di oltre il 30%.

Si confrontano, sempre nel "periodo caldo" diverse soluzioni per il condizionamento:

1. pompa di calore elettrica acqua/acqua, COP 3.6.
2. come punto 1 ma con accumulo notturno di frigoriferie, considerando lo stesso rendimento della pompa di calore funzionante durante il giorno.
3. assorbitore bistadio a gas COP 1.15, nei due casi di accisa del gas civile e industriale.

I risultati (tab. 7) sono stati tutti riportati al costo dell'unità di calore e adimensionalizzati considerando 100 il costo del condizionamento nel "periodo caldo" per la pompa di calore elettrica secondo le vecchie fasce orarie.

pompa di calore		accumulo	assorbitore	
vecchie fasce	nuove fasce		civile	industriale
100	143	76	243	147

Lo stesso confronto (tab. 8) è stato fatto anche per i soli giorni lavorativi, considerando un'attività aperta dal lunedì al venerdì e chiusa le due settimane centrali di agosto.

Il valore 100 è riferito al costo del condizionamento con pompa di calore elettrica secondo le vecchie fasce, funzionante nei soli giorni lavorativi.

pompa di calore		accumulo	assorbitore	
vecchie fasce	nuove fasce		civile	industriale
100	160	67	214	129

Nei confronti non sono stati considerati il possibile utilizzo estivo del calore all'uscita di assorbitori e pompe di calore (ad esempio albergo con piscina o ospedale con lavanderia), e il non trascurabile sconto sui consumi estivi di gas naturale ottenibile nel mercato libero.

I dati ottenuti sono evidentemente un tentativo di dare una prima sensazione degli effetti sugli utenti della nuova struttura delle fasce. Ogni situazione reale richiederà un'apposita valutazione, da aggiornare in funzione delle evoluzioni del mercato dell'energia.

Effetti tecnologici indotti

Le nuove fasce possono essere lo sprone per più precise attività di misura dei consumi elettrici e termici e di informatizzazione della gestione. Portano a riesaminare tecnologie da tempo mature, ma che fino ad oggi non avevano un convenienza tale da giustificare investimenti (tempi di ritorno lunghi o maggiori complessità). Nasce inoltre l'opportunità di analizzare soluzioni che permettano di utilizzare in maniera integrata il sistema elettrico e il sistema del gas, sfruttandone lo sfasamento delle richieste. ■



SCHEDA DI ADESIONE



FEDERAZIONE ITALIANA
PER L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA

L'adesione personale alla FIRE è il mezzo con il quale i tecnici nominati responsabili per l'uso razionale dell'energia possono accedere a tutti i servizi della FIRE stessa e meglio esprimere la loro opinione; per gli altri operatori è lo strumento per far parte della rete.

Il sottoscritto
presa visione dello Statuto dell'Associazione, chiede l'iscrizione di:

Nome o ragione sociale Attività

Indirizzo CAP Città Prov.

Telefono Fax E-mail

Energy Manager nominato SI NO nella qualità di:
 Socio categoria A € 100,00
 Socio categoria B (aderisce alla FIRE per la propria attività lavorativa) € 500,00
 Socio sostenitore € 10.000,00

Si prende atto che per l'anno 2003 tali quote annuali sono state fissate dal Consiglio Direttivo della FIRE
Il socio categoria A riceve tutte le pubblicazioni e le informazioni prodotte dalla FIRE, il socio categoria B ha accesso anche a tutte le parti riservate del sito contenente informazioni e dati utili per la propria attività lavorativa.

- Si trasmette in allegato assegno non trasferibile intestato a:
"FIRE, Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia" - Via Anguillarese, 301 - 00060 Roma
- Si allega copia dell'ordine di accredito sul conto corrente bancario n. 2627.41 Monte dei Paschi di Siena, Ag. n. 33 (Coord. Bancarie: ABI 01030 - CAB 03233), intestato alla Federazione.

Ai sensi della legge 675/96 si consente non si consente l'utilizzo ed il trattamento dei dati personali riportati nella scheda.

Data Firma

Note: il bonifico deve riportare il nome del socio per cui si effettua il versamento; la presente scheda, unitamente all'assegno o bonifico, va spedita a: Sig.ra Ornella Micone - ENEA-FIRE Casaccia - Via Anguillarese, 301 - 00060 ROMA
 Telefono 06-3048.3482 / 3626 / 3538 - Fax 06-3048.6449



NOTA INFORMATIVA

NEWS

L'effetto dell'etichettatura energetica e delle altre politiche per il miglioramento dell'efficienza e il risparmio energetico degli usi finali domestici

Milena Presutto - Enea - Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor

Le politiche sull'efficienza energetica degli usi finali in Italia

Azioni in Italia relative all'efficienza energetica sono state tentate fino dal 1991, con l'emanazione della Legge n° 9, il cui articolo 31 istituiva il marchio "Risparmio Energetico" che avrebbe dovuto premiare i modelli a maggiore efficienza energetica con un "marchio di qualità" per favorirne la diffusione presso i consumatori. Lo studio tecnico è stato realizzato dall'ENEA, ma il marchio non è stato istituito per la contemporanea emanazione a livello comunitario della Direttiva quadro 92/75/CE - che istituiva l'etichettatura energetica comunitaria per gli elettrodomestici - e delle sue Direttive applicative: per i frigoriferi e i congelatori (94/2/CE), le lavatrici (95/12/CE e 96/89/CE), lavasciugatrici (96/60/CE), asciugatrici (95/13/CE), lavastoviglie (97/17/CE e 99/19/CE), sorgenti luminose (98/11/CE), condizionatori d'aria fino a 12 kW di capacità refrigerante (2002/31/CE) e forni elettrici (2001/40/CE)². L'etichettatura energetica è principalmente rivolta al settore domestico ma non solo, infatti

l'Art.1 della direttiva 92/75/CEE stabilisce che le informazioni minime debbano essere fornite per gli apparecchi domestici anche se venduti per uso non domestico.

Negli stessi anni, con le direttive 96/57/CE e 2000/55/CE, sono anche stati implementati a livello comunitario i requisiti minimi di rendimento relativi sia a frigoriferi e congelatori che agli alimentatori per lampade fluorescenti compatte.

La legislazione comunitaria è stata recepita in Italia dal 1998, con il DPR 9 marzo 1998 n. 107 e i successivi Decreti del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato 2 aprile 1998, 7 ottobre 1998, 10 novembre 1999 e con i Decreti del Ministero delle Attività Produttive 10 luglio 2001 e 2 gennaio 2003. Inoltre entro non oltre il 30 giugno 2004 dovrà essere recepita l'ultima direttiva approvata, la 2003/66/CE, che rivede lo schema di etichettatura per frigoriferi e congelatori aggiungendo alle tradizionali sette classi di efficienza energetica - da A a G - due nuove classi, chiamate A+ ed A++, per

evidenziare i migliori modelli sul mercato (Tabella 1).

Nel 2001 è stato emanato dal Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato il decreto 24 aprile 2001¹ in cui sono individuati gli obiettivi quantitativi annui di riduzione di energia primaria per i distributori di elettricità e gas, dal 2002 al 2006, mediante interventi per migliorare l'efficienza energetica sia sulla rete sia a livello degli usi finali o attraverso le fonti rinnovabili. In particolare, il decreto prevede la promozione dell'utilizzo di prodotti, apparecchi e componenti di impianto in grado di assolvere ad una o più funzioni energeticamente significative e di ridurre i consumi di energia elettrica. Fra essi: motori elettrici, sistemi per l'illuminazione, apparecchiature con basso consumo nel modo *stand-by*, elettrodomestici e apparecchiature per uffici ad elevata efficienza.

Per gli elettrodomestici la sostituzione dovrà essere effettuata con modelli appartenenti alla classe di efficienza energetica più elevata secondo il DPR n. 107 prima menzionato e successivi decreti applicativi (cioè secondo lo schema di etichettatura energetica).

47

¹ Decreto 24 aprile 2001, "Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

² La direttiva 2002/31/CE - e il relativo decreto di recepimento nazionale - non è ad oggi attuabile in mancanza dello standard armonizzato per la misura delle prestazioni, che verrà probabilmente pubblicato sulla GUCE nel luglio di quest'anno.

Etichette energetiche comunitarie

Tabella 1A

L'etichetta energetica comunitaria per frigoriferi e congelatori

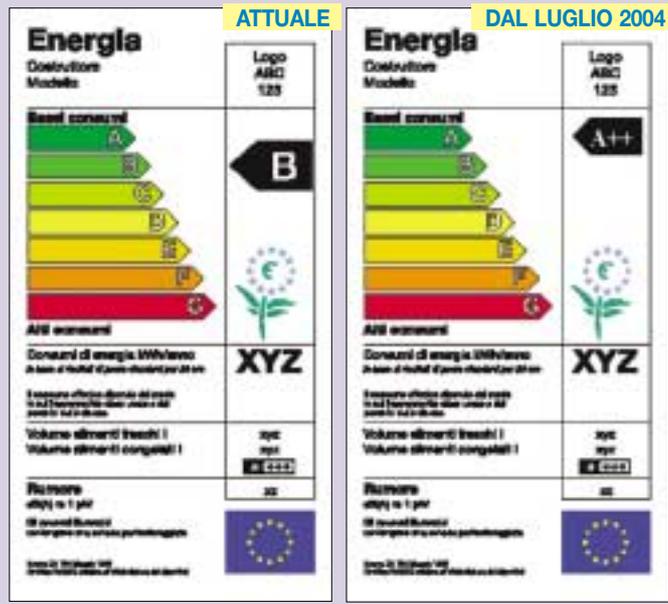


Tabella 1B - L'etichetta energetica comunitaria per le lavatrici

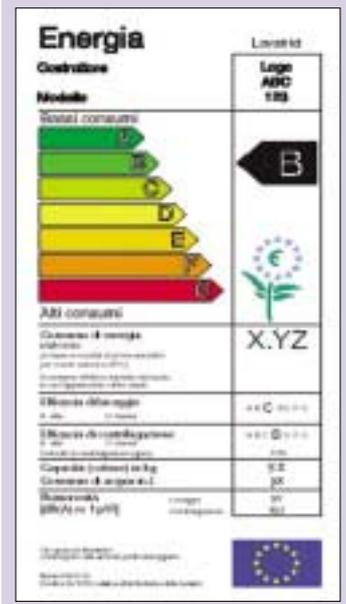


Tabella 1C

L'etichetta energetica comunitaria per asciugatrici e lavasciugatrici

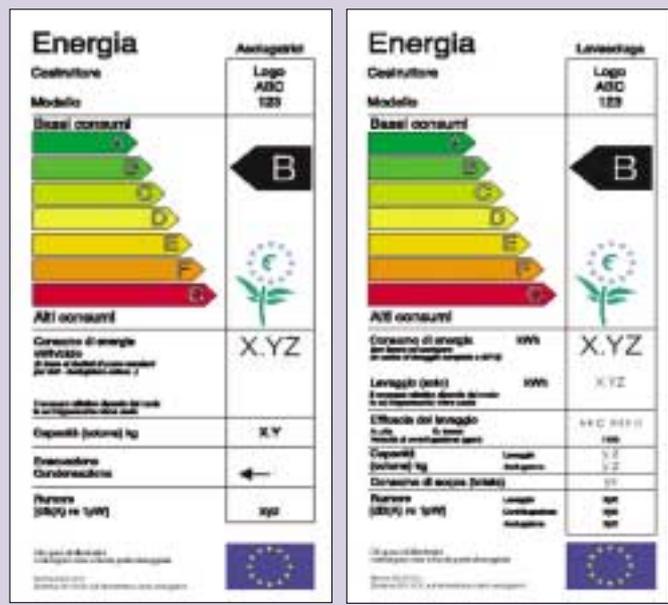


Tabella 1D

L'etichetta energetica comunitaria per i condizionatori d'aria (<12 kW)

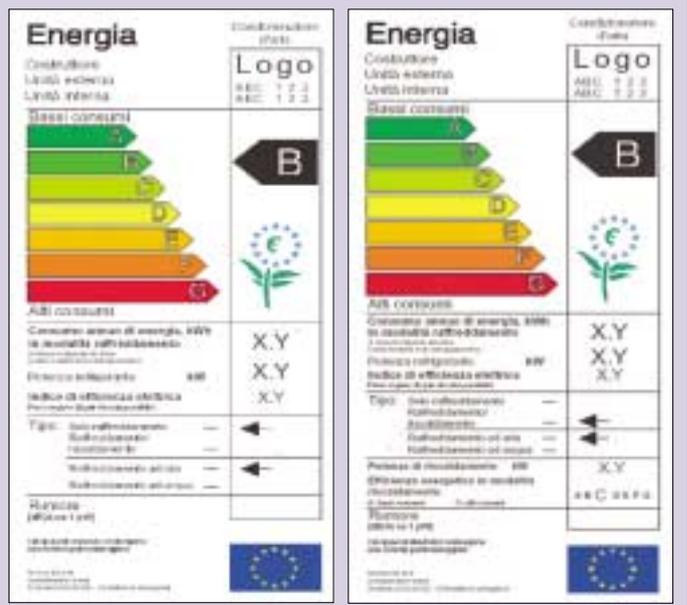


Tabella 1E

L'etichetta energetica comunitaria per lavastoviglie e forni elettrici

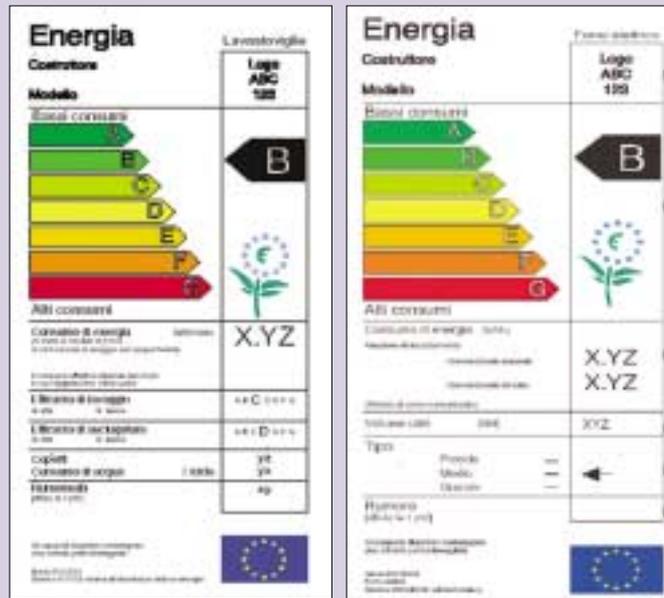
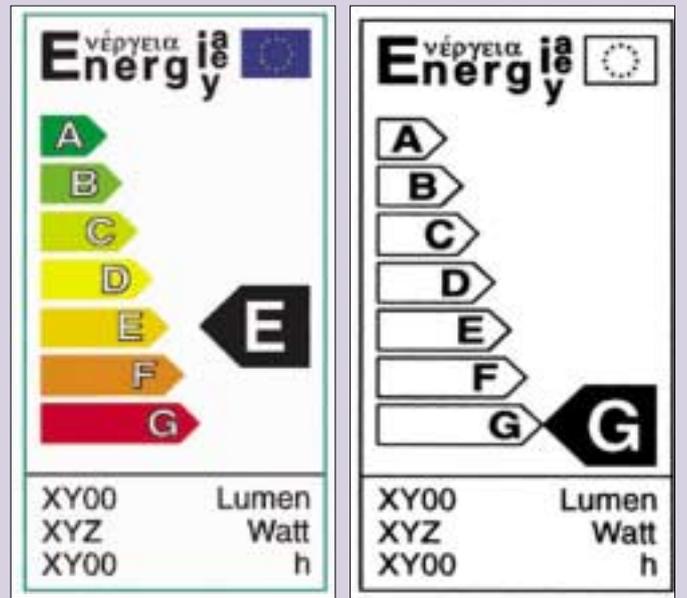


Tabella 1F

L'etichetta energetica comunitaria per le sorgenti luminose



Promozione dell'adozione delle "Etichette": l'opuscolo ENEA "Etichetta Energetica"

Nel dicembre 2003 l'ENEA ha pubblicato l'opuscolo "Etichette Energetiche" che contiene fra l'altro informazioni sul consumo

energetico degli apparecchi domestici a seconda della classe di efficienza energetica di appartenenza, in modo da poter rapidamente confrontare il consumo - e valutare il relativo risparmio - associato all'acquisto di un modello ad elevata efficienza. In termini economici, energetici

ed ambientali scegliere un elettrodomestico più o meno efficiente può infatti comportare una notevole differenza. Nella *tabella 2* sono riportati le caratteristiche di consumo ed i costi di ciascuna classe per diverse categorie di apparecchiature, oltre a considerazioni esemplificative.

Tabella 2
Consumi e costi energetici di elettrodomestici per classe di "etichetta"

Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *€/anno
A	245-344	61,90 - 84,20
B	344 - 469	84,20 - 101,30
C	469 - 563	101,30 - 112,50
D	563 - 625	112,50 - 123,80
E	625 - 688	123,80 - 140,60
F	688 - 781	140,60 - 157,40
G	781 - 1000	157,40 - 200,00

Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *€/anno
A++	100-138	24,30 - 34,30
A+	138 - 263	34,30 - 67,30
A	263 - 344	67,30 - 81,90

* costo di 1 kWh: 0,18 euro

Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *€/anno
A	247-287	44,5 - 53,80
B	287 - 299	53,80 - 63,20
C	299 - 351	63,20 - 72,50
D	351 - 403	72,50 - 81,90
E	403 - 455	81,90 - 91,30
F	455 - 507	91,30 - 100,70
G	507 - 559	100,70 - 110,10

* costo di 1 kWh: 0,18 euro

Per un **frigocongelatore** da 300 litri, di cui 200 per cibi freschi e 100 per cibi congelati, un modello in classe "A" consuma circa la metà del vecchio modello probabilmente di classe "F" o "G" installato a casa.

Mentre la scelta di un apparecchio di classe A+ o A++ può comportare un ulteriore risparmio, sui consumi ed i relativi costi annuali per l'energia elettrica.

Se invece si sceglie una **lavatrice** più o meno efficiente, ipotizzando come esempio un bucato di 5 kg di biancheria di cotone a 60° per 5 lavaggi alla settimana si ottiene un risparmio del 20-30% passando dalla classe C alla classe A.

continua...

... Tabella 2

Per una **lavastoviglie**, per esempio per 12 coperti ed ipotizzando di fare 220 lavaggi all'anno (pari a circa 4 lavaggi alla settimana) si passa dai circa 60 €/anno di un modello ad efficienza media (classe D) a meno di 42 €/anno per un modelli di classe A.

Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *€/anno
A	meno di 232	meno di 41,80
B	232 - 276	41,80 - 49,70
C	276 - 319	49,70 - 57,40
D	319 - 363	57,40 - 65,30
E	363 - 407	65,30 - 73,30
F	407 - 450	73,30 - 81,00
G	più di 450	più di 81,00

* costo di 1 kWh 0,18 euro

L'uso di una **lampada fluorescente** compatta elettronica (in classe A o B) o di una più comune ad **incandescenza** (in classe E, F o G) comporta un ben diverso consumo energetico. Se infatti si confrontano due diverse soluzioni per illuminare un ambiente (un soggiorno di 20 m²) e viene preso in considerazione un periodo di cinque anni, con un utilizzo delle lampade di 10.000 ore (2.000 ore annue per 5 anni) si ottiene:

Tipo e numero di lampade	Incandescenze **	Fluorescenti compatte elettroniche
	3 X 100W	3 X 20 W
COSTO LAMPADE (EURO)	10,00	54,00
CONSUMO (kWh/ANNO)	600,00	120,00
COSTO ENERGIA ELETTRICA (EURO) *	540,00	108,00
COSTO TOTALE (EURO)	550,00	162,00
RISPARMIO TOTALE (EURO)	-	388,00

* alla tariffa di 0,18 euro/kWh
** Durata lampade ad incandescenza: 1000 ore; fluorescenti compatte: 10.000 ore

Se invece vengono considerate 2000 ore di accensione l'anno per 5anni (10.000 ore), senza però calcolare il prezzo di acquisto iniziale, il risparmio lordo è:

Potenza lampadine	20 Watt	15 Watt	11 Watt
equivalente una lampadina	da 100 W	da 75 W	da 60W
kWh RISPARMIATI (in 5 ANNI)	800,00	600,00	490,00
RISPARMIO LORDO* (EURO)	144,00	108,00	88,200

* alla tariffa di 0,18 euro/kWh

Per quanto riguarda infine i **condizionatori d'aria**, prendendo come esempio un modello medio di apparecchio **split** (la tipologia più diffusa) con potere di raffreddamento di 5,7 kW, raffreddato ad aria, per la sola modalità raffreddamento e utilizzato per 500 ore all'anno, il suo costo energetico può variare da oltre 230 €/anno se a bassa efficienza a solo 160 €/anno se in classe A.

Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *€/anno
A	meno di 891	meno di 160,30
B	891 - 950	160,30 - 171,00
C	950 - 1.018	171,00 - 183,20
D	1.018 - 1.096	183,20 - 197,30
E	1.096 - 1.188	197,30 - 213,80
F	1.188 - 1.295	213,80 - 233,20
G	più di 1.295	più di 233,20

* costo di 1 kWh 0,18 euro

continua...

... Tabella 2

FORNI DI PICCOLO VOLUME 12-35 LITRI		
Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *c/anno
A	inferiore a 80	10,80
B	60-80	10,80 - 14,40
C	80 - 100	14,40 - 18,00
D	100 - 120	18,00 - 21,60
E	120 - 140	21,60 - 25,20
F	140 - 160	25,20 - 28,80
G	superiore a 160	costo variabile

FORNI DI MEDIO VOLUME 35-60 LITRI		
Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *c/anno
A	inferiore a 80	inferiore a 14,40
B	80 - 100	14,4 - 18,0
C	100 - 120	18,0 - 21,6
D	120 - 140	21,6 - 25,2
E	140 - 160	25,2 - 28,8
F	160 - 180	28,8 - 32,4
G	superiore a 180	costo variabile

FORNI DI GRANDE VOLUME OLTRE 65 LITRI		
Classe	Consumo kWh/anno	Costo per l'energia elettrica *c/anno
A	inferiore a 100	inferiore a 18,00
B	100 - 120	18,00 - 21,60
C	120 - 140	21,60 - 25,20
D	140 - 160	25,20 - 28,80
E	160 - 180	28,80 - 32,40
F	180 - 200	32,40 - 36,00
G	superiore a 200	costo variabile

* costo di 1 kWh: 0,18 euro

Passando ai **forni elettrici**, scegliere un modello più o meno efficiente, cioè di classe "A" o di classe "F" o "G", prendendo come esempio 100 cicli di cottura all'anno, comporta un risparmio in termini energetici ed economici di circa 100 kWh/anno.

L'impatto che l'etichettatura energetica e le altre politiche per l'efficienza energetica hanno avuto nell'ultimo decennio nel nostro paese è significativa. L'efficienza del venduto di frigoriferi e congelatori è passata dalla classe G alla A/B, mentre la percentuale di modelli appartenenti alla classe A è passata dallo 0,5% del 1994 a circa il 60% nel 2002. Mentre per le lavatrici la percentuale di apparecchi di classe A negli ultimi 5 anni è passata dallo 0,6% nel 1996 a oltre il 40% nel 2002.

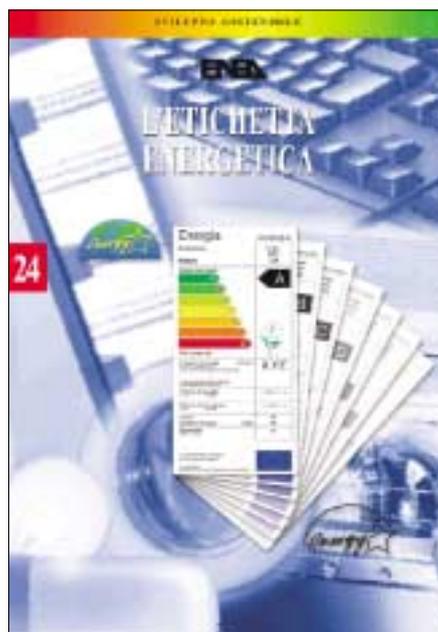
Elaborazioni ENEA su dati di mercato nazionali ed europei mostrano come il consumo energetico medio dei modelli offerti sul mercato nazionale sia passato per i frigoriferi dai 526 kWh/anno (per 367 litri di volume equivalente) del 1991, a 385,5 kWh/anno (per 376,2 litri di volume equivalente) nel 2001; e per i congelatori dai 448 kWh/anno (per 237 litri di volume totale) nel 1991 a

337,5 kWh/anno (per 211,8 litri di volume) nel 2001. Il consumo medio delle lavatrici mostra una costante diminuzione da circa 0,318 kWh/kg ciclo del 1991 a 0,237 kWh/kg del 2001, il consumo medio per apparecchio è invece passato da 2,4 kWh/ciclo nel 1991 a 1,17 kWh/ciclo nel 2001.

Tutte le informazioni riportate in questo articolo e molte altre sono contenute nell'opuscolo dell'ENEA "Etichette Energetiche", consultabile sul sito internet www.enea.it.

L'opuscolo è stato realizzato con il supporto del Programma comunitario SAVE, nell'ambito del progetto "Energy Labels - make a greener choice" di cui è responsabile l'Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor dell'ENEA. Potrete richiedere questo opuscolo - e anche tutti gli altri opuscoli della serie Sviluppo Sostenibile - a:

ENEA - Unità RES RELPROM
Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 Roma
Fax 06 3627 2288



Resoconto incontro

“Promozione di una rete di energy manager operanti in Sardegna”

Il giorno 6 aprile 2004 si è tenuto a Cagliari, presso la Sala Auditorium della Banca CIS, il primo incontro regionale organizzato nell'ambito del Programma Operativo Energia del PON ATAS.

L'incontro è stato aperto dall'ing. Puscaddu, Direttore del servizio energia della Regione Sardegna, che ha evidenziato il ruolo attivo della Regione nel campo dell'energia, citando il Piano Energetico Regionale, le varie azioni in corso nel settore, come lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'uso efficiente dell'energia, e i progetti per aumentare la capacità di scambio di energia elettrica con la penisola e portare il gas naturale nella Regione.

L'on. La Spisa, Assessore all'Industria della Regione Sardegna, ha quindi ricordato come l'energia sia un problema quantitativo, ma anche qualitativo. Non solo occorre assicurare l'incontro fra domanda ed offerta, ma anche la razionalità nello sviluppo delle centrali e delle reti e l'attenzione all'ambiente ed alle esigenze della cittadinanza. A tale proposito l'Assessore ha citato il caso dell'eolico, per il quale è previsto un deciso sviluppo nel futuro in accordo con il PER, sebbene occorra affrontare le resistenze da parte di alcuni movimenti di opinione non sempre mossi da un'analisi accurata e corretta del problema. Del resto è meglio correre il rischio di sbagliare dandosi da fare, che chiudersi in un immobilismo dannoso a priori.

L'on. La Spisa ha quindi sottolineato l'importanza connessa allo sviluppo della rete degli energy manager, a cominciare dal ruolo dell'Ente Regione, finora latitante riguardo alla nomina del tecnico nonostante presenti già al suo interno una figura che assolve alle funzioni del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia.

Introducendo i temi dell'incontro, il prof. Sanò dell'ENEA ha proseguito presentando il programma PON e le azioni che l'Ente sta

conducendo nelle Regioni obiettivo 1 all'interno del Piano Operativo Energia e delle linee di azione predisposte dal Ministero delle Attività Produttive.

L'ing. Tomassetti della FIRE ha quindi illustrato la figura dell'Energy Manager, descrivendone il ruolo, i compiti, i rapporti con la struttura in cui opera e l'evoluzione delle funzioni sulla base degli aggiornamenti della normativa di interesse energetico. In particolare è stata sottolineata la potenzialità collegata all'attivazione di azioni sinergiche fra la Regione, le Amministrazioni locali e gli Energy manager.

Sono stati inoltre presentati i dati riguardanti l'uso dell'energia nella Regione Sardegna ed i problemi legati alla scelta dell'Energy Manager, con particolare riguardo al processo di decentramento in corso ed all'opportunità collegate all'attuazione di quanto previsto dalla Legge 10/91, dal DPR 412/93 e dai provvedimenti susseguiti a partire dal 1995 per promuovere il finanziamento tramite terzi, la devoluzione e l'efficienza energetica. Dopo una breve illustrazione del sito web della FIRE e delle opportunità per la diffusione e lo scambio di informazioni ed esperienze fra energy manager, l'ing. Dario Di Santo ha fatto un quadro sintetico del mercato dell'energia e della sua evoluzione negli ultimi anni, presentando in dettaglio i meccanismi dei certificati verdi e dei titoli di efficienza energetica. Sono inoltre state descritte alcune opportunità di azione per la Regione e gli Enti Locali nell'ambito della promozione delle fonti rinnovabili e dell'uso efficiente dell'energia, con riferimento al finanziamento tramite terzi, alle sinergie fra attori coinvolti nel settore dell'energia ed alla possibilità di trovare opportunità di sviluppo per le aziende e le nuove tecnologie.

Si è quindi svolto un interessante dibattito che ha visto una buona partecipazione da parte dei presenti, di cui si riporta una sintesi. In Sardegna sono presenti operato-

ri molto attivi a livello locale e nazionale nel settore dell'energia. Fra le problematiche riscontrate dalle ESCO si citano i meccanismi perversi che non premiano le politiche di razionalizzazione dei consumi energetici già evidenziate nel recente convegno FIRE di Milano: i compensi dei professionisti legati agli importi degli appalti e gli energy manager che spesso si vedono ridurre i fondi quando riescono a ridurre le spese energetiche.

La malefica sinergia fra liberalizzazione dei mercati e decentramento, di cui per ora si osservano più i problemi di nascita che i potenziali benefici sta inoltre creando non poco disorientamento fra gli energy manager e gli operatori del settore, che si ritrovano frequentemente senza riferimenti e sottoposti ad una giungla di provvedimenti normativi centrali e locali raramente coordinati e sinergici. Da questo punto di vista la FIRE e la rete degli energy manager, in collaborazione con le Regioni e gli Enti Locali, possono contribuire a migliorare la diffusione delle informazioni e delle buone pratiche ed a trovare sinergie ai vari livelli.

L'importanza della corretta analisi delle fatture energetiche, complicata dalla continua evoluzione normativa, e le aspettative legate all'avvio del meccanismo dei decreti per l'efficienza energetica hanno inoltre fatto da spunto per una veloce analisi delle criticità dell'attuale sistema e delle opportunità collegate ai cambiamenti introdotti dalle nuove fasce orarie nel settore elettrico.

Sono state infine illustrate dai partecipanti le molteplici attività svolte dalla Regione, dagli Enti Locali, dall'Agenzia per l'energia di Sassari e dall'Università di Cagliari per promuovere ed implementare soluzioni energeticamente efficienti, sia negli edifici di proprietà delle Amministrazioni, sia fra la cittadinanza, con attenzione alla formazione di studenti votati alle problematiche del settore.

6 - 7 maggio

CORSO BREVE DI DIRITTO DELL'ENERGIA E POLITICHE ENERGETICHE - Palazzo Affari ai Giureconsulti, Piazza Mercanti n°2 - Milano

 Per informazioni:
Tel. 0523.315305 - Fax 0523.319308
Info: convegni@tuttoambiente.it
<http://www.tuttoambiente.it/formazione/energia/index.html>

6-9 maggio

Sustainable Development, Justice and Freedom - Napoli

 Per informazioni: Università degli Studi di Napoli Federico II
Tel. +39 081 2538761 - Fax +39 081 2538649
Eleonora Giovane di Girasole
e-mail: egiovane@unina.it
Ilaria Salzano - e-mail: ilariasalzano@libero.it
Lucia Sammarco - e-mail: luciasammarco@tiscali.it
<http://www.conservazione.unina.it/workshop2004/index.html>

20-22 maggio

SOLAREXPO 2004 - Fiera di Vicenza

 Per informazioni: SEGRETERIA ORGANIZZATIVA
Tel. 0439/847652 - Fax 0439/849854
E-mail: expoenergie@expoenergie.it
<http://www.solarexpo.com/>

1 - 4 Giugno 2004

INTERNATIONAL CONFERENCE FOR RENEWABLE ENERGIES - Bonn (Germania)

 Per informazioni: GTZ GmbH
Tel. +49 6196 794404 - Fax +49 6196 794405
e-mail: info@renewables2004.de
www.renewables2004.de

7 - 11 Giugno 2004

19th EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION - Parigi (Francia) - Palais des Congrès

 Per informazioni: WIP
Tel. +49 89 72012735
Fax +49 89 72012791
e-mail: wip@wip-munich.de
www.wip-munich.de

20 - 23 Giugno 2004

EUROSUN 2004: The 5th ISES Europe Solar Conference - The Focal Point for Solar Science, Business and Industry in Europe - Friburgo (Germania)

 Per informazioni: Segreteria organizzativa
Fax +49 761 4791444
e-mail: mail@eurosun2004.de
www.eurosun2004.de

22-23-24 Giugno 2004

COMBUSTIBILI ALTERNATIVI-IMPIEGHI E POTENZIALITÀ DI SVILUPPO - Starhotel Ritz - Milano

 Per informazioni:
Tel. 02 83847.627 - Fax 02 83847.262
Email: conferenze@iir-italy.it - www.iir-italy.it

26 Luglio - 5 Agosto 2004

SAMSA 2004 - SUMMER ACADEMY FOR MEDITERRANEAN SOLAR ARCHITECTURE

Evento organizzato da ISES, ISES ITALIA e Università degli Studi Roma Tre - Roma

 Per informazioni: Maryke van Staden
ISES International
Tel. +49 761 4590693
Fax +49 761 4590699
e-mail: mvanstaden@ises.org
www.ises.org/samsa2004



CORSO DI FORMAZIONE ED AGGIORNAMENTO PROFESSIONALE PER ENERGY MANAGERS

MULTISETTORIALE: Civile - Pubblica Amministrazione- Sanità

Bari 17 - 21 maggio 2004

PRESSO LA SEDE DELL'ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI BARI - VIALE JAPIGIA, 184 - 70126 BARI

Gli "Energy Managers", previsti dalla legge 10/91, operano nelle aziende, nei vari enti pubblici, sia centrali che locali (Comuni, Province), nelle aziende USL e negli ospedali, nelle università, ecc..

In tale contesto l'ENEA ha organizzato, in collaborazione con la FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia), il corso, con vari indirizzi, per i funzionari responsabili dell'energia, per i loro collaboratori e in generale per tutti quei professionisti che vogliono ampliare i propri campi di intervento.

Il corso si articola sui seguenti argomenti che vengono modulati secondo gli indirizzi del singolo settore:

- un inquadramento sul ruolo dell'"Energy Manager";
- un richiamo di conoscenze di base di analisi economica di convenienza, di termotecnica, di tecnologie della combustione e di elettrotecnica;
- le caratteristiche delle principali utenze termiche ed elettriche quali la climatizzazione, l'involucro edilizio, le centrali termiche, le centrali frigorifere e il trattamento

dell'aria, i servizi, gli impianti elettrici e l'illuminazione;

- metodologie per la corretta gestione dei consumi energetici e cioè monitoraggio (rilievo degli impianti ed edifici, rilievo dei consumi), contabilità energetica, piano per la gestione dell'energia e autodiagnosi, software di valutazione e gestione dell'energia in azienda;
- nozioni di utilizzo di specifiche tecnologie di uso razionale dell'energia quali sistemi di supervisione, controllo e telegestione, la cogenerazione e le pompe di calore, etc.;
- informazioni su gli aspetti correlati di interazione ambientale al fine di salvaguardare l'ambiente e la salute dell'uomo;
- una panoramica sulla legislazione energetica ed ambientale e le normative tecniche, ed inoltre sulle tariffe elettriche, i contratti e le tariffe di fornitura del metano ed i contratti di servizio.

Inoltre alle nozioni teoriche vengono associate applicazioni pratiche per affrontare e risolvere i problemi e le situazioni specifiche delle varie strutture produttive e di servizio.

Direttore del corso: Ing. Sergio Camillucci (Enea)

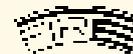
Per informazioni:

ENEA - Via Martiri di Monte Sole, 4 - 40129 Bologna
Maurizio geom. Musiani
tel. 051-60 98 479 - fax 051-60 98 675
<http://www.sede.enea.it>
e-mail: maurizio.musiani@bologna.enea.it

Per iscrizioni:

ISNOVA s.c.r.l. - Soc. Consortile a Responsabilità Limitata tra ENEA, Servizi Interbancari, SITEBA, SSB
Via Flaminia, 441 - 00196 Roma
Arch. Elisabetta Rho
tel. 06-36 00 25 43 - fax 06-36 00 25 44
e-mail: isnova@isnova.it

In collaborazione con:



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

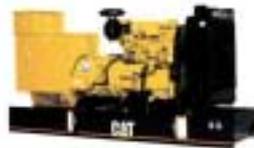
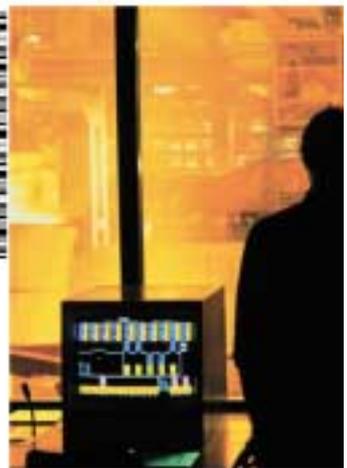
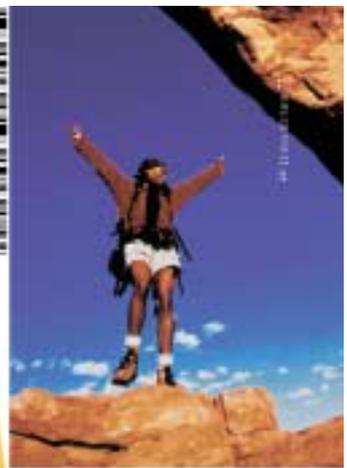


Istituto per la Promozione dell'Innovazione Tecnologica

- Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari
- Ordine degli Architetti della Provincia di Bari
- Collegio dei geometri della Provincia di Bari
- Collegio dei periti industriali della Provincia di Bari



CAT
**BUONA
 ENERGIA
 A TUTTI**



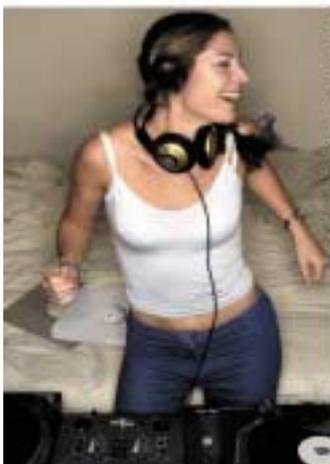
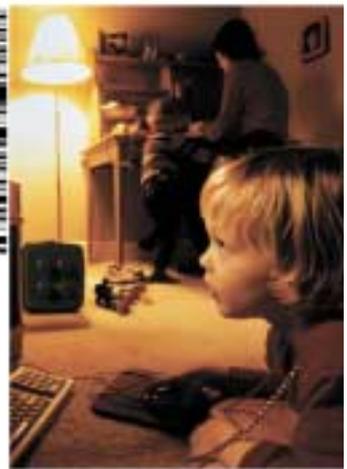
E N E R G I A



O V U N Q U E



V O I S I A T E



CGT
 Divisione Energia

maia

CGT S.p.a. • tel. 02 27 42 71 • www.cgt.it
 MAIA S.p.a. • tel. 06 90 06 21 1 • www.maia spa.it

Decreti

Decreto Legislativo 29/12/2003

(Gazzetta Ufficiale N. 25 del 31 Gennaio 2004, <http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/25/2.htm>)

Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

MINISTERO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE DECRETO 29 gennaio 2004
(Gazzetta n. 29 del 5-2-2004, <http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/29/4.htm>)

Modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2004, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a.

MINISTERO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE DECRETO 12 febbraio 2004
(Gazzetta n. 41 del 19-2-2004, <http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/41/5.htm>)

Fissazione del termine finale di presentazione delle domande per l'accesso alle agevolazioni di cui alla legge n. 488/1992 per il bando del 2003 del "settore industria".

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO DECRETO 27 novembre 2003

(Gazzetta n. 40 del 18-2-2004, <http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/40/4.htm>)

Fissazione del contributo di riciclaggio, ai sensi dell'art. 47, comma 9, lettera d), del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22.

Delibere

Delibera n. 52/04 - 02.4.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/52-04.pdf>)

Modalità per l'attribuzione su base

oraria dell'energia elettrica prelevata dagli impianti di illuminazione pubblica.

Delibera n. 50/04 - 30.3.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/050-04.htm>)

Disposizioni urgenti in materia di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato e di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

Delibera n. 48/04 - 27.3.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/048-04.htm>)

Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04

Delibera n. 47/04 - 27.3.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/047-04.htm>)

Verifica dello schema di regole per il dispacciamento di merito economico e approvazione delle medesime ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03.

Delibera n. 43/04 - 26.3.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/043-04.htm>)

Approvazione di rettifiche di proposte di opzioni tariffarie base per l'anno termico 2003-2004 relative al servizio di distribuzione del gas e per l'anno termico 2001-2002 relative ai servizi di distribuzione e di fornitura del gas ai clienti finali di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000 n. 237/00 e sue modifiche ed integrazioni.

Delibera n. 42/04 - 26.3.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/042-04.htm>)

Approvazione di proposte di opzioni tariffarie base per l'anno termico 2003-2004 relative al servizio di distribuzione del gas, e per gli anni termici 2001-2002 e 2002-2003, relative ai servizi di distribuzione e di fornitura del gas ai clienti finali di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000 n. 237/00 e successive modifiche e integrazioni.

Delibera n. 27/04 (G.U. n. 73 del 27.3.04) - 12.3.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/027-04.htm>)

Integrazioni e modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 dicembre 2003, n. 138/03 in materia di criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali e disposizioni in materia di tariffe per l'attività di distribuzione.

Delibera n. 23/04 (GU n. 66 del 19.3.04) - 4.3.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/023-04.htm>)

Applicazione dei corrispettivi di energia reattiva da parte di imprese distributrici che adottano il regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Delibera n. 22/04 (GU n. 66 del 19.3.04) - 26.2.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/022-04.htm>)

Disposizioni in materia di mercato regolamentato delle capacità e del gas di cui all'articolo 13 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 luglio 2002, n. 137/02.

Delibera n. 21/04 (GU n. 66 del 19-3-2004) - 24.2.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/021-04.htm>)

Adozione e prove operative di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica.

Delibera n. 12/04 - 5.2.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/012-04.htm>)

Proroga del termine contenuto nel documento per la consultazione recante misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica ai sensi dell'articolo 1, comma 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Delibera n. 4/04 (Relazione tecnica) - 30.1.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/004-04.htm>)

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007.

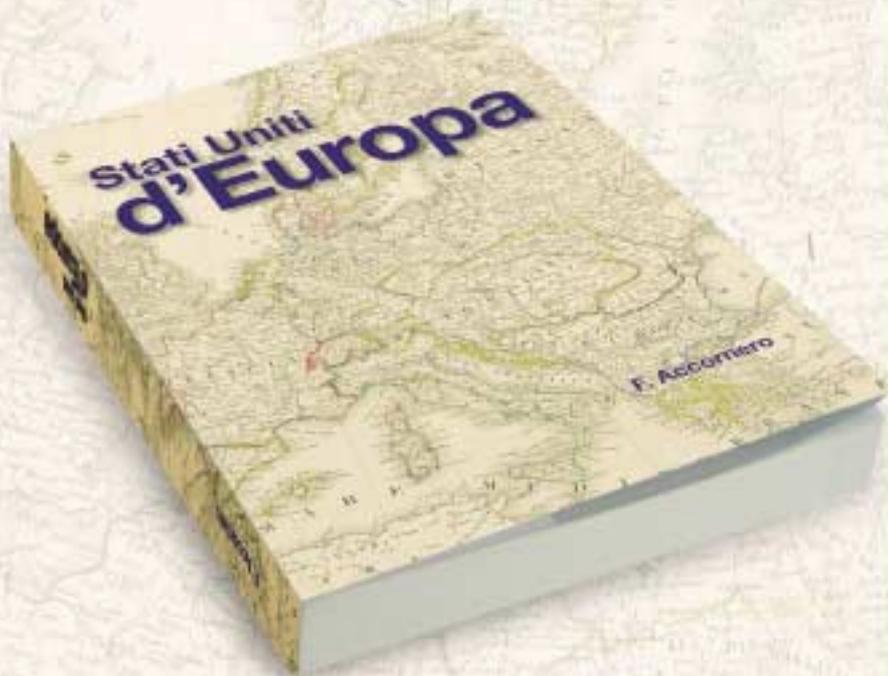
Delibera n. 1/04 - 22.1.04

(<http://www.autorita.energia.it/docs/04/001-04.htm>)

Adozione di disposizioni in materia di riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture ai clienti del mercato libero nell'anno 2001.

Stati Uniti d'Europa

Flavio Accornero



L'Europa non è un continente in senso geografico, ma un'entità spirituale e storica, un modello culturale le cui radici derivano da molto lontano.

In questo volume l'autore conduce i lettori alla scoperta delle prime idee di Europa, dei personaggi che storicamente hanno creduto in questa realtà, per poi giungere alla descrizione delle funzioni e delle competenze di organi comunitari quali il Parlamento Europeo.

È grazie all'opera di grandi statisti quali De Gasperi, Adenauer, Schuman, Einaudi, Spinelli, secondo i quali l'unità europea avrebbe consentito il raggiungimento della pace e di una reale indipendenza economica, se oggi siamo giunti ai grandi risultati di Maastricht, alla moneta unica, all'allargamento.

In tale contesto, secondo l'autore, occorre elaborare una politica estera comune, giungere all'abolizione del diritto di veto e alla costituzione di un esercito comune. Il *made in Italy*, che si fonda principalmente sui distretti produttivi, è oggi il più forte elemento di tenuta occupazionale del nostro Paese ed è lo strumento più importante per affrontare la globalizzazione.

www.accornero.org



Accornero Flavio,

enotecnico, appassionato di storia, europeista convinto, una vita professionale spesa in buona parte all'estero, Germania, Francia, Inghilterra, Sud America (Cile, Argentina, Brasile), ma soprattutto USA (nove anni) e Russia (tre anni).

Tra i fondatori del movimento Slow Food a Parigi, è stato presidente dello Slow Food Foundation (Usa).

- Collaboratore dell'Assessorato all'Artigianato e alla cooperazione della Regione Piemonte

- Presidente del Distretto dei Vini Langhe, Roero, Monferrato.

Considera i distretti come la massima espressione della piccola-media impresa e la risposta più efficace alla globalizzazione. Ambientalista convinto, con una visione costruttiva consapevole della serietà della situazione ma con la visione

dell'opportunità. Condivide come il Santo Padre le origini cristiane dell'Europa e la necessità che esse vengano incluse nella Costituzione europea.

Hanno scritto di lui: New York Times, Newsweek, Atlanta Journal, Southern Home Magazine, Il Sole 24 Ore, La Stampa.