

UN POSSIBILE SCENARIO ENERGETICO A MEDIO TERMINE

S. P. Cicconardi, G. Spazzafumo

Dipartimento di Ingegneria Industriale – Università degli Studi di Cassino
Via G. Di Biasio, 43 – 03043 Cassino (FR)

SOMMARIO

Lo scenario energetico Italiano ha visto una progressiva sostituzione del carbone, laddove utilizzato, con derivati del petrolio e sta ora prevedendo una progressiva sostituzione di quest'ultimo con il gas naturale. Questa strategia, benché legata al concetto di “sviluppo sostenibile”, non può funzionare a medio e lungo termine perché ci si avvicina sempre più al picco di produzione sia di petrolio che di gas naturale.

Considerando i tempi necessari a sviluppare nuove tecnologie ed a costruire nuovi impianti, è quanto mai opportuno pensare fin d'ora ad uno scenario sostenibile ed allo sviluppo delle tecnologie che questo scenario richiede.

Date le difficoltà incontrate in Italia dall'energia nucleare, tale scenario può essere basato su un mix di fonti rinnovabili e carbone con la trasformazione di quest'ultimo in energia elettrica ed idrogeno in sistemi cogenerativi centralizzati ad alta efficienza, in modo da annullare completamente le emissioni a livello urbano e da contenere quanto più possibile quelle globali.

INTRODUZIONE

La situazione energetica attuale, con le prospettive di forte incremento del fabbisogno a livello mondiale, richiede una riflessione, seguita auspicabilmente da una pianificazione, almeno a medio termine. Questo comporta un accordo tra tutte le forze politiche sulle linee di sviluppo del settore energia, accordo che fino ad oggi non si è visto e senza il quale ogni discussione sul tema è destinata a restare improduttiva.

Con questa premessa ci si accinge ad esaminare la situazione energetica in una prospettiva a 20÷25 anni, delineando quello che potrebbe essere uno scenario condivisibile che tenga nel dovuto conto gli aspetti energetici, economici ed ambientali.

Lo scenario qui prospettato non prevede il ricorso all'energia nucleare da fissione, non già perché gli autori siano assolutamente contrari ad un impiego di tale risorsa, ma perché la rinuncia a tale impiego è, forse, l'unico punto in materia di energia sul quale praticamente tutte le forze politiche si sono trovate d'accordo, benché oggi qualcuno stia mostrando dei ripensamenti.

Iniziando dagli aspetti ambientali, e limitandosi alle emissioni materiali, è necessario distinguere tre categorie di sostanze emesse che hanno un impatto sull'ambiente:

- le sostanze che hanno un effetto immediato nel luogo di emissione, (es.: monossido di carbonio e particolato fine);
- le sostanze che hanno un effetto ritardato, cioè quelle i cui effetti più dannosi sono connessi ad altre sostanze che a partire da esse vengono prodotte in un secondo tempo ed in un luogo diverso da quello di emissione (es.: ossidi di azoto, precursori dell'ozono);
- le sostanze climalteranti, cioè quelle che contribuiscono ad aumentare l'effetto serra (es.: metano e biossido di carbonio).

La prima categoria ha quindi interesse a livello locale, mentre le altre due vanno viste in un'ottica mondiale e, data la scarsa significatività del fabbisogno energetico italiano rispetto a quello mondiale, avrebbe quindi poco senso considerare queste ultime al di fuori di accordi internazionali largamente condivisi.

Per monetizzare gli effetti ambientali del settore energetico sta prendendo sempre più piede l'analisi delle esternalità, cioè dei costi che non vengono pagati direttamente dall'utente del servizio che si sta esaminando. L'impatto ambientale è, per lo più, fonte di costi esterni che ricadono su una collettività più o meno estesa. Alla luce della distinzione suddetta, facendo ad esempio riferimento agli studi effettuati nell'ambito del progetto ExternE, risulta che il costo specifico esterno delle sostanze appartenenti alla prima categoria è largamente influenzato dal luogo di emissione: si hanno infatti costi esterni superiori di due ordini di grandezza se l'emissione è generata in una grande città piuttosto che in aperta campagna.

Pur ammettendo le grandi incertezze connesse a questa monetizzazione degli impatti ambientali, è comunque evidente che uno degli aspetti prioritari sia quello di portare fuori dai centri urbani le emissioni di monossido di carbonio e di particolato, indipendentemente da qualsiasi altra iniziativa e da qualsiasi accordo internazionale.

Passando agli aspetti energetici occorre considerare che in un quadro generale di forte aumento della domanda, aumento pilotato prevalentemente dallo sviluppo di Cina e India, i due paesi più popolosi del mondo, l'Italia può invece puntare ad una riduzione del fabbisogno andando a razionalizzare il settore energetico sia dal lato produzione che dal lato domanda.

In Italia, attualmente, il fabbisogno di energia è soddisfatto con un mix di risorse dominato da petrolio e gas naturale (fig.1; le importazioni si riferiscono ad importazioni di energia elettrica).

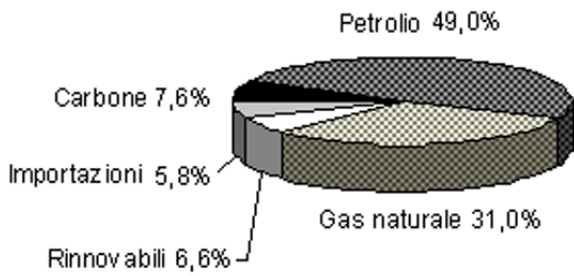


Fig.1 Fonti primarie impiegate in Italia [1, 2]

Per quanto riguarda gli usi finali si può affermare che, a grandi linee, l'energia elettrica corrisponde al 20%, la termica al 45% (ossia 20% per usi industriali e 25% per usi civili) ed i trasporti al 35%. In un'ottica di razionalizzazione degli usi finali ci potrà essere una certa variazione di questa ripartizione, ma non sarà certo rivoluzionata dato che tutti i settori sono suscettibili di una riduzione di consumi. Probabilmente si avrà una crescita contenuta della quota elettrica bilanciata da una corrispondente riduzione della quota termica per uso civile. Resta il fatto che, qualunque sia la sorgente primaria impiegata per la produzione di energia elettrica, quest'ultima non costituirà oltre il 25% degli usi finali, mentre la parte restante di questi ultimi, tolta la quota di energia termica diretta, sarà legata al consumo di combustibili.

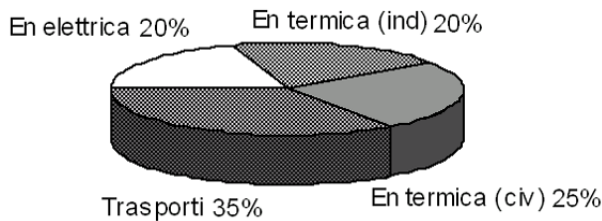


Fig.2 Usi finali dell'energia in Italia [1, 2]

Esaminando lo scenario da un punto di vista della disponibilità di fonti primarie, oggi si ritiene che, agli attuali ritmi di consumo, il petrolio abbia una disponibilità di 40-50 anni, il gas naturale di 60-70 anni ed il carbone di alcuni secoli. Esistono poi riserve di scisti bituminosi e di altre risorse che non vengono prese in considerazione a breve termine per l'elevato costo di estrazione e lavorazione.

Il sistema energetico Italiano ha visto una progressiva sostituzione del carbone, laddove utilizzato, con derivati del petrolio e sta ora prevedendo una progressiva sostituzione di quest'ultimo con il gas naturale. Questa strategia, benché legata al concetto di "sviluppo sostenibile", non può funzionare a medio e lungo termine perché basare una pianificazione sulle suddette disponibilità porterebbe a gravi errori di valutazione in quanto:

- a livello mondiale il fabbisogno è crescente e quindi le disponibilità sono inferiori a quelle stimate agli attuali livelli di consumo;
- una volta raggiunto il picco di produzione i costi aumenteranno costantemente.

Da queste due considerazioni segue che la disponibilità di petrolio e gas naturale è decisamente inadeguata ad una pianificazione a medio termine e che, probabilmente tra il 2020 ed

il 2030, il prezzo di queste risorse e la sempre minor affidabilità di approvvigionamento, connessa alla sempre più ristretta area geografica di provenienza, renderà competitive altre risorse oggi sfavorite.

Non sembra poi così ragionevole ritenere che verranno effettivamente utilizzate le riserve di scisti bituminosi. Se è pur vero che l'aumento del costo di petrolio e gas naturale renderà queste riserve competitive, è anche vero che diverranno competitive fonti rinnovabili che oggi sono trascurate per motivi economici. Ed a quel punto sarebbe abbastanza illogico non usare queste ultime piuttosto che gli scisti.

E' infatti evidente come, da un punto di vista ambientale, il ricorso alle fonti rinnovabili sia auspicabile e debba essere perseguito per quanto possibile e quindi in misura crescente al decrescere della competitività delle risorse fossili. Bisogna comunque evitare di fare di ogni erba un fascio e considerare equivalenti tutte le fonti rinnovabili: occorre un'analisi corretta che tenga conto di tutto il ciclo di vita. Questa analisi porterà a prediligere alcune fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica ed altre per la produzione di combustibili.

Quello che resta un punto fermo, in un'ottica ben più a lungo termine, è che il costo del carbone non subirà aumenti altrettanto significativi e che la sua maggior sicurezza di approvvigionamento sarà garantita dalla meno disuniforme distribuzione geografica delle riserve.

Dunque il carbone si propone come la risorsa che più facilmente consentirà di mantenere l'attuale livello di servizi ai paesi industrializzati e di migliorare l'attuale livello di servizi ai paesi emergenti. Occorre però migliorare l'impiego di tale risorsa sia in termini di efficienza di conversione che in termini di impatto ambientale.

Per quanto riguarda l'aspetto ambientale è da notare, per quanto detto sopra, che anche gli attuali combustibili risultano inadeguati e dovrebbero quindi essere convertiti in un combustibile a impatto locale basso o nullo. Sotto questo aspetto la scelta dell'idrogeno come vettore energetico da affiancare all'energia elettrica è praticamente scontata, sia per la possibilità di produrlo da qualsiasi fonte primaria di energia, sia perché è l'unico combustibile che può garantire un impatto praticamente nullo a livello locale. Producendo idrogeno da carbone l'impatto ambientale è trasferito in ambiente extraurbano ed in impianti centralizzati di grossa taglia, nei quali è più semplice l'abbattimento degli inquinanti ed il sequestro del biossido di carbonio.

Per quanto riguarda l'aspetto energetico è evidente che il carbone è sfavorito rispetto ai combustibili fossili liquidi e gassosi, ma il passaggio obbligato attraverso la produzione di idrogeno ne riduce lo svantaggio ed è anche possibile pensare a nuove soluzioni che ribaltino, in un certo senso, questa prospettiva sfavorevole.

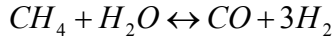
Si tratta di adottare il concetto di cogenerazione, tipicamente sviluppato per l'energia elettrica e termica, anche per l'energia chimica, cioè per l'idrogeno [3]. Integrando la produzione di idrogeno con quella di energia elettrica si possono ottenere rendimenti molto interessanti.

LA COGENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E IDROGENO

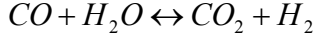
Il concetto della cogenerazione di energia elettrica e idrogeno parte da una serie di osservazioni abbastanza semplici:

- un sistema di produzione di idrogeno da combustibili fossili richiede, generalmente, vapore; l'ossigeno dell'acqua si combina con il carbonio mentre l'idrogeno dell'acqua si

va a sommare a quello posseduto dal combustibile; ad esempio:



- al fine di ottenere la maggior produzione possibile di idrogeno la quantità di vapore fornita è in eccesso in modo da agevolare la reazione di shift del gas d'acqua:



- al termine della fase di depurazione il vapore in eccesso deve essere condensato;
- una centrale termoelettrica di base, sia essa a vapore o a ciclo combinato, richiede vapore;
- al termine della fase di espansione il vapore deve essere condensato;
- soprattutto per la centrale termoelettrica, ma anche per la produzione di idrogeno, la fase di condensazione rappresenta la perdita di energia, e quindi di efficienza, più consistente.

Mentre la centrale termoelettrica richiede vapore ad alta pressione, il processo di produzione di idrogeno richiede vapore a pressione inferiore, al limite anche atmosferica. Ne segue che questo processo può essere alimentato, in termini di vapore, dalla centrale termoelettrica la quale non richiede più il condensatore.

Con riferimento alle figure 3, 4 e 5, che riportano gli schemi semplificati dei bilanci di energia nei casi di produzione separata e di produzione combinata, si può scrivere:

$$\eta_H = \frac{E_H}{E_f} = 1 - \frac{E_t}{E_f} \quad (1)$$

$$\eta_{CC} = \frac{\Delta W'}{\Delta E_f} = 1 - \frac{\Delta E_t'}{\Delta E_f} \quad (2)$$

$$\eta_{CPH} = \frac{E_H + \Delta W}{E_f + \Delta E_f} = 1 - \frac{E_t + \Delta E_t}{E_f + \Delta E_f} \quad (3)$$

avendo indicato con:

- E_f l'energia del combustibile fornito;
- E_H l'energia dell'idrogeno ottenuto;
- E_t l'energia termica ceduta all'ambiente;
- W l'energia elettrica ottenuta;
- η_H il rendimento di produzione dell'idrogeno;
- η_{CC} il rendimento di produzione dell'energia elettrica;
- η_{CPH} il rendimento di cogenerazione di idrogeno ed energia elettrica.

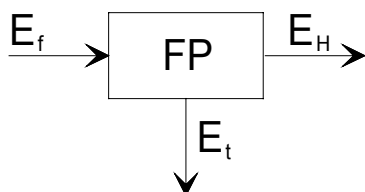


Fig. 3 Bilancio di energia della produzione di idrogeno

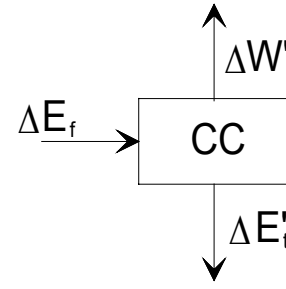


Fig. 4 Bilancio di energia della produzione di energia elettrica

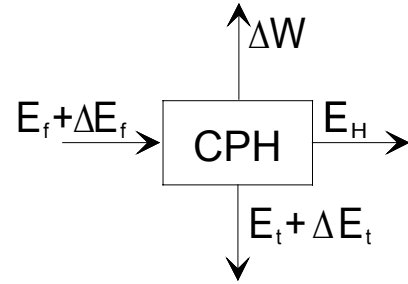


Fig. 5 Bilancio di energia della cogenerazione

Nel caso del sistema cogenerativo ΔE_f rappresenta l'incremento di combustibile necessario mentre ΔW rappresenta l'effetto utile che tale aggiunta consente di ottenere. Pertanto si può definire un rendimento marginale η_p di produzione dell'energia elettrica:

$$\eta_p = \frac{\Delta W}{\Delta E_f} = 1 - \frac{\Delta E_t}{\Delta E_f} \quad (4)$$

Poiché il vapore della centrale termoelettrica non viene condensato, il termine ΔE_t è essenzialmente costituito dalle perdite al camino che risultano di gran lunga inferiori, a parità di combustibile impiegato, a quelle tipicamente riscontrabili al condensatore anche nel caso di una centrale a ciclo combinato.

Ne segue che, dal confronto tra la Eq.(2) e la Eq.(4), $\eta_p > \eta_{CC}$ e riscrivendo la Eq.(3) nel seguente modo:

$$\eta_{CPH} = \frac{\eta_H \cdot E_f + \eta_p \cdot \Delta E_f}{E_f + \Delta E_f} \quad (5)$$

si giunge ad un confronto favorevole con la generazione separata di idrogeno ed energia elettrica:

$$\eta_{CPH} > \frac{\eta_H \cdot E_f + \eta_{CC} \cdot \Delta E_f}{E_f + \Delta E_f} \quad (6)$$

Un accoppiamento rigido dei due sistemi presenta, a fronte di un rendimento marginale della produzione di energia elettrica estremamente elevato, i seguenti svantaggi:

- la portata di vapore della centrale termoelettrica, e quindi la potenza installata, è vincolata dalla taglia del sistema di produzione dell'idrogeno (o viceversa);
- la pressione di fine espansione del vapore nella centrale termoelettrica è vincolata dalla pressione di esercizio del sistema di produzione dell'idrogeno.

Ne segue che la centrale termoelettrica presenta un lavoro specifico minore rispetto al caso di funzionamento separato e che il rapporto di cogenerazione è vincolato e fortemente squilibrato verso la produzione di idrogeno e quindi potrebbe non essere adeguato a quelle che sono le richieste dell'utenza finale.

Allontanandosi invece dall'accoppiamento rigido dei due sistemi è possibile, accettando un rendimento inferiore ma pur sempre molto interessante, incrementare la produzione di energia elettrica permettendo la produzione di una portata di vapore superiore a quella richiesta dal sistema di produzione dell'idrogeno ed espandendo la quota eccedente fino alla tradizionale pressione di 5 kPa.

Dagli studi fin qui realizzati [4, 5] appare che le tecnologie tradizionali non consentono di superare lo squilibrio suddetto. Per ottenere questo risultato occorre quindi impiegare una parte dell'idrogeno prodotto. A questo proposito esistono almeno due alternative:

- generazione mediante celle a combustibile;
- generazione all'interno della stessa centrale cogenerativa.

Ci si potrebbe aspettare che la prima scelta, oggi penalizzata sotto il profilo economico per gli alti costi di una tecnologia e di un mercato non ancora maturi, risulti vincente in un orizzonte di medio termine in quanto favorita sotto il profilo dell'efficienza di conversione.

Questa attesa non sembra però trovare riscontro, almeno per rapporti di cogenerazione fino a 0,1 [5].

Prendendo a riferimento un sistema gassificazione di carbone e successiva depurazione fino a giungere ad ottenere idrogeno, considerando anche la liquefazione del biossido di carbonio prodotto, occorre fornire al sistema stesso una certa quantità di energia elettrica, oltre al carbone.

Introducendo scambiatori di calore e turbine a vapore di tipo tradizionale, si ottiene un sistema cogenerativo capace di produrre una quantità di idrogeno inferiore rispetto a quella prodotta dal sistema di riferimento, ma anche una modesta quantità di energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno degli ausiliari. Apparentemente è come se una certa portata di idrogeno prodotto nel sistema di riferimento fosse stata consumata per generare potenza elettrica. Dette ΔE_H e ΔW le variazioni di energia chimica associata all'idrogeno prodotto e di energia elettrica prodotta, si può definire un'efficienza apparente:

$$\eta_{APP} = \frac{\Delta W}{-\Delta E_H} \quad (7)$$

che rappresenta l'efficienza con cui l'idrogeno è stato apparentemente convertito in energia elettrica. Tale efficienza è definita apparente in quanto riferita ad un sistema ipotetico, ma è un indice effettivamente utile nel confronto con altri sistemi di conversione dell'idrogeno in energia elettrica. Con un'opportuna configurazione del sistema è possibile ottenere perdite minime e quindi conseguire efficienze di conversione superiori a quelle fornite da altri sistemi.

Come precedentemente detto, è necessario impiegare parte dell'idrogeno per ottenere un rapporto di cogenerazione più confacente alle richieste della rete elettrica. Ciò può essere fatto mediante sistemi cogenerativi di tipo avanzato i quali, in particolare, potranno fare uso di due tecnologie innovative:

- il generatore diretto di "vapore";
- la turbina a "vapore" ad alta temperatura.

Il termine vapore è stato virgolettato perché a temperature intorno ai 1500 °C le caratteristiche sono piuttosto quelle di un

gas.

Il generatore diretto di vapore (GDV) è un dispositivo di derivazione aerospaziale nel quale bruciano idrogeno ed ossigeno in proporzione stechiometrica [6]. La refrigerazione può essere realizzata con film d'acqua o con vapore ottenendo temperature del materiale costituente il GDV rispettivamente inferiori o leggermente superiori a quelle di parete di una caldaia tradizionale. Miscelando il vapore ad alta temperatura così ottenuto con vapore uscente da una turbina, si ottiene il risurriscaldamento a miscela piuttosto che per scambio di calore a superficie. Il risultato è la possibilità di ottenere, con un ingombro minimo, vapore a temperatura assai più alta rispetto ad una caldaia tradizionale. Il prototipo più avanzato ha una potenza di 20 MWt ed opera a 10 MPa.

Il GDV sposta il limite di massima temperatura del ciclo dalla caldaia alla turbina. I ricercatori Giapponesi, nell'ambito del progetto WE-NET, hanno come obiettivo la realizzazione di turbine a "vapore" capaci di operare con una temperatura di ingresso pari a 1700 °C [7]. Nel confronto con le turbine a gas, le turbine a vapore soffrono dell'impossibilità di adottare una refrigerazione delle pale mediante insufflaggio di aria. Tuttavia per l'ultima serie di turbine a gas (serie H) è stato adottato un sistema di refrigerazione delle pale basato sull'impiego di vapore [8] e questo, ovviamente, è un sistema compatibile con l'adozione di turbine a vapore ad alta temperatura. Le temperature ammissibili sono, già oggi, intorno ai 1500 °C.

Inserendo nel sistema cogenerativo un GDV ed una turbina alta temperatura si raggiunge facilmente un rapporto di cogenerazione pari a 0,1 che può essere considerato un obiettivo adeguato alle esigenze del mercato dell'energia.

LO SCENARIO PROPOSTO

Nello scenario proposto si avranno quindi carbone e fonti rinnovabili come fonti primarie di energia, mentre petrolio e gas naturale saranno progressivamente abbandonati per gli alti costi e per la scarsa sicurezza di approvvigionamento.

Le fonti rinnovabili, non potendo saturare la richiesta, dovranno essere ben distinte tra quelle più idonee alla produzione di energia elettrica (idroelettrico, geotermico, solare fotovoltaico ed eolico) e quelle più idonee alla produzione di idrogeno (solare termico e biomasse). Inutile fare più passaggi del dovuto col solo risultato di ridurre il rendimento complessivo del sistema.

A questo proposito si possono evidenziare alcune eccezioni:

- produzione di idrogeno per elettrolisi da energia elettrica eccedente il fabbisogno (ad esempio da idroelettrico ad acqua fluente o da eolico durante le ore vuote);
- produzione di idrogeno da impianti eolici dedicati, cioè costruiti dopo l'eventuale superamento della potenza massima collegabile alla rete elettrica (limite esistente per problemi di stabilità della rete stessa);
- uso diretto dei biocombustibili per applicazioni per le quali l'idrogeno potrebbe essere meno indicato.

La produzione di energia elettrica e di idrogeno da fonti rinnovabili sarà quindi caratterizzata da un sistema misto centralizzato/distribuito in relazione alle caratteristiche della risorsa da sfruttare. I sistemi centralizzati saranno costituiti da centrali idroelettriche a bacino ed, eventualmente, centrali solari a concentrazione capaci di produrre idrogeno mediante processi termochimici. I sistemi distribuiti saranno invece costituiti da minihydro, eolico, fotovoltaico e biomasse.

Il carbone, invece, dovrà essere utilizzato solamente in impianti centralizzati di cogenerazione di idrogeno ed energia

elettrica in modo tale da poter praticare con successo e con spese più contenute il sequestro del biossido di carbonio.

L'energia elettrica e l'idrogeno prodotti centralmente verrebbero distribuiti sul territorio andando a sommare a quelli prodotti a livello locale.

Come già evidenziato, la cogenerazione centralizzata risulta fortemente squilibrata verso la produzione di idrogeno. Tale squilibrio deve comunque essere valutato, oltre che alla luce dello squilibrio esistente dal lato utenza finale, anche a valle dell'integrazione con la produzione da parte delle fonti rinnovabili, più probabilmente squilibrata in favore della produzione di energia elettrica.

Nel caso di uno squilibrio globale in favore dell'idrogeno questo può essere eliminato o a livello centrale modificando il rapporto di cogenerazione o a livello locale generando energia elettrica in sistemi con celle a combustibile. Nel caso contrario si può invece ottenere una produzione locale di idrogeno (e di ossigeno) mediante elettrolisi dell'acqua a spese dell'energia elettrica eccedente la richiesta.

E' il caso di spendere qualche parola anche a proposito della fase di transizione. Se da un punto di vista della ricerca è evidente che, in un tale scenario, l'argomento di primaria importanza è il sequestro del biossido di carbonio, da un punto di vista delle applicazioni e della creazione di un mercato "energetico" per l'idrogeno è altrettanto importante non perdere le occasioni presenti.

Ciò significa iniziare ad utilizzare l'idrogeno che già oggi viene prodotto e bruciato in torcia (ad esempio in aziende dei settori petrolchimico e del cloro) ed iniziare a produrlo localmente dalle biomasse e dall'energia elettrica eccedente. Ed iniziare ad utilizzarlo nel settore dei trasporti, ma non tanto in sistemi "concentrati", cioè in veicoli a idrogeno, che concentrano anche le problematiche, ad esempio quelle di accumulo, e concentrano anche i costi, quanto invece in sistemi "diffusi", cioè in veicoli con motore a combustione interna che impieghi miscele benzina/idrogeno o analoghe.

Una tale scelta aiuta a diffondere maggiormente la cultura dell'idrogeno in quanto coinvolge, a parità di idrogeno disponibile, un maggior numero di utenti finali. Richiede meno investimenti in quanto non comporta lo sviluppo di motori ad hoc e può essere associata, con scelte opportune, ad una infrastruttura distributiva alternativa. Comporta una maggior riduzione di emissioni a livello locale in quanto, oltre alla riduzione di emissioni connessa all'impiego di idrogeno, si ottiene un beneficio ambientale dalla migliorata combustione del combustibile tradizionale impiegato. Infine, aiuta da un lato lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dall'altro quelle tecnologie (ad esempio le celle a combustibile) che richiedono tempi più lun-

ghi per affermarsi in un mercato slegato dall'idrogeno.

NOMENCLATURA

E_f	energia del combustibile fornito;
E_H	energia dell'idrogeno ottenuto;
E_t	energia termica ceduta all'ambiente;
W	energia elettrica ottenuta;
η_{APP}	efficienza apparente di conversione dell'idrogeno in energia elettrica;
η_{CC}	rendimento di produzione dell'energia elettrica;
η_{CPH}	rendimento di cogenerazione di idrogeno ed energia elettrica;
η_H	rendimento di produzione dell'idrogeno.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. ENEA Rapporto Energia e Ambiente 2004, www.enea.it/com/web/pubblicazioni/REA_04/REA_04.html
2. GRITN Bilancio Energia Elettrica in Italia 2003, www.gritn.it/ita/statistiche/documenti/bilanci/italia03.pdf
3. G. Spazzafumo, Cogeneration of power and hydrogen with integrated fuel processor counterpressure steam cycles, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol.29, n°11, pag.1147÷1150, 2004.
4. S. P. Cicconardi, A. Perna, G. Spazzafumo, F. Tunzio, CPH systems for cogeneration of power and hydrogen from coal, *Int. J. Hydrogen Energy*, in corso di pubblicazione.
5. S. P. Cicconardi, A. Perna, G. Spazzafumo, Integrated Coal Gasification for Cogeneration of Power and Hydrogen, *Proc. HYPOTHESIS VI*, in corso di pubblicazione.
6. A. G. Volkov, I. N. Bebelin, A. N. Gryaznov, S. P. Malysenko, Development and testing of experimental H₂/O₂ steam generators, *Proc. XI World Hydrogen Energy Conference*, p. 1913, 1996
7. M. Chiba, H. Arai, K. Fukuda, International and national program and project Hydrogen Energy Technology Development in Japan: New Sunshine Program, *Proc. XI World Hydrogen Energy Conference*, p. 13, 1996
8. A. Maekawa, K. Uematsu, E. Ito, T. Ohya, K. Hirokawa, Y. Fukuizumi, Development of H Series Gas Turbine, *Proceedings ASME TURBO EXPO 2001*, p. , 2001.