

VETTORI ENERGETICI

Dalle fonti al mercato: vettori energetici

4.1.1 Introduzione

I moderni sistemi economici dipendono in misura sempre maggiore dalla disponibilità di energia, sia per il loro funzionamento sia, in particolare, per il loro sviluppo. Le diverse forme di energia, tuttavia, non si equivalgono, dal momento che si differenziano per la disponibilità, l'economicità, la fruibilità e l'efficienza rispetto all'uso finale.

Nessuna delle differenti fonti energetiche disponibili (fonti fossili, come il petrolio, il gas naturale, il carbone, i materiali fissili, e fonti rinnovabili, come l'energia solare, eolica, idrica, ecc.) è capace di soddisfare, tal quale, le necessità energetiche della società, strettamente correlate ai principali mercati corrispondenti: il mercato della fornitura di calore (o di freddo), quello della mobilità e dei trasporti e quello dei servizi accessori (meccanici, elettronici, ecc.). È quindi necessario introdurre forme di energia che possano garantire un miglior collegamento tra la disponibilità di fonti energetiche e la particolare utilizzazione richiesta: è proprio in questo ambito che i vettori energetici giocano il loro ruolo peculiare (Peet, 2004).

Il vettore energetico (*energy carrier*) è una forma di energia secondaria che si presta a essere trasportata (spesso mediante apposite reti) fino al luogo di utilizzazione (**fig. 1**): è costituito da una sostanza trasportabile che può facilmente rilasciare l'energia in essa contenuta (come

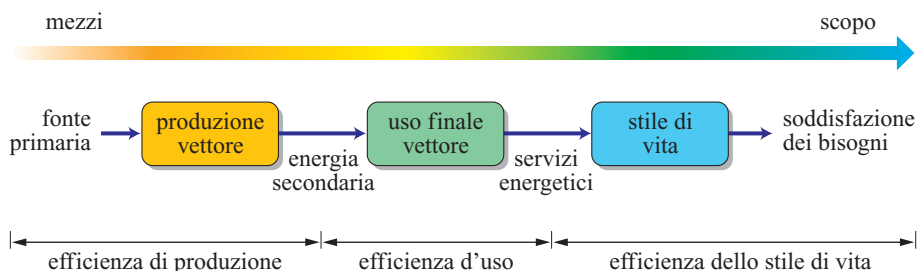
nel caso dei combustibili solidi, liquidi o gassosi, il vapore, l'acqua calda, ecc.) o dall'elettricità (energia elettrica), il vettore che attualmente meglio permette di sfruttare il proprio contenuto energetico, prodotto dalle più svariate fonti primarie, in relazione alle necessità dell'utente finale.

In alcuni casi non è necessaria l'introduzione di un vettore energetico poiché la fonte primaria è sufficientemente versatile: per esempio, il gas naturale è capace di riscaldare le case, di alimentare gli autoveicoli, ecc., ma non è sempre la forma di energia più idonea per ogni impiego (non viene utilizzato nell'aviazione e nei trasporti marittimi, mentre è impiegato nell'autotrazione ma solo in percentuale limitata).

4.1.2 Ciclo di vita del vettore energetico

Le diverse fasi che sono coinvolte dalla generazione all'uso finale di un vettore energetico ne costituiscono il 'ciclo di vita'. Le operazioni fondamentali coinvolte nel ciclo di vita di un vettore energetico sono (**fig. 2**): *a*) generazione a partire dalla fonte primaria; *b*) trasporto; *c*) stoccaggio/immagazzinamento (quando richiesto); *d*) distribuzione; *e*) impiego finale (con conseguente impatto sull'ambiente, sia in termini locali sotto forma di emissioni, sia in termini globali di efficienza della conservazione

fig. 1. Dalle fonti primarie ai servizi energetici.



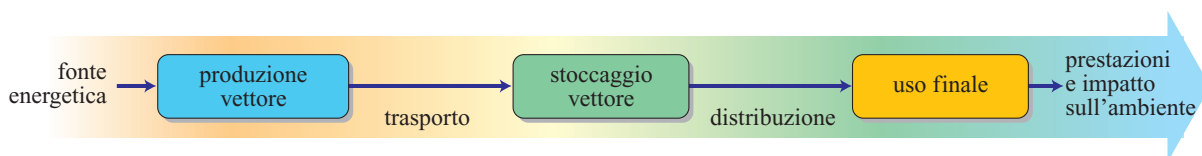


fig. 2. Ciclo di vita del vettore energetico.

dell'energia contenuta nella fonte primaria lungo tutto il ciclo di trasformazione).

Le operazioni non sono necessariamente eseguite nell'ordine riportato; per esempio, lo stoccaggio potrebbe anche precedere il trasporto, oppure potrebbe essere realizzato in corrispondenza dell'uso finale (come avviene nel caso dell'autotrazione). La connessione delle fonti energetiche al mercato comporta quindi scelte tecnologiche e strategiche per quanto riguarda i processi per ottenere i vettori, la logistica delle fonti e gli usi finali.

Prima di approfondire l'impatto delle differenti fasi sui diversi vettori, è utile passare in rassegna quali siano le forme di energia più utilizzate per alcuni usi finali. La **tab. 1** riporta i combustibili usati per i diversi impieghi, mettendo in evidenza anche i possibili combustibili alternativi attualmente proposti come vettori energetici (di origine sintetica) per un prossimo futuro (descritti più dettagliatamente nel seguito). Nella **tab. 2** sono invece messi a confronto i diversi combustibili (sia vettori sia fonti primarie) con i differenti impieghi finali, differenziandoli in base alla frequenza di utilizzazione su scala mondiale (è chiaro che, a seconda dell'area geografica in cui ci si trova e soprattutto del relativo grado di sviluppo, si possono riscontrare situazioni assai diverse). Ciononostante, per alcuni di questi combustibili, possono essere previsti usi di nicchia (non riportati in tabella).

Si possono fare alcune considerazioni:

- alcuni vettori sono dedicati a usi ben definiti: per esempio, l'utilizzazione della benzina e del gasolio diesel è dominante nell'autotrazione;

- alcune fonti possono essere direttamente utilizzate senza il passaggio intermedio di generazione del vettore energetico. Tra queste la più rilevante è sicuramente il metano; in realtà, si deve osservare che anche per il metano esiste uno stadio di trattamento del gas naturale per rimuovere sia il biossido di carbonio, l'azoto e il solfuro di idrogeno, sia gli idrocarburi superiori. Sarebbe quindi più corretto considerare il gas naturale come fonte energetica mentre il metano, commercialmente impiegato, dovrebbe essere considerato un vettore energetico;
- tra le fonti fossili, il petrolio greggio non ha praticamente alcun uso diretto ma viene convertito in raffineria nei diversi vettori liquidi che alimentano una buona parte degli usi finali;
- i vettori si distinguono anche per la diversa forma fisica: gassosa per metano e idrogeno; gas liquefatto per GPL (Gas di Petrolio Liquefatto) e DME (dimetiletere); liquida per tutti i derivati del petrolio, gli alcoli e il biodiesel; solida per alcuni altri combustibili; meno facilmente definibile nel caso dell'energia elettrica, per la quale il vettore vero e proprio è una corrente elettrica, cioè un flusso di elettroni.

Queste brevi considerazioni, riguardanti la catena di produzione, trasporto e impiego del vettore energetico, fanno capire come il successo che il petrolio ha avuto quale fonte energetica non è da attribuirsi solo alla sua elevata disponibilità ma anche, e forse soprattutto, alla facilità con cui i derivati idrocarburei liquidi possono essere trasportati, immagazzinati e distribuiti all'uso finale. Lo stato liquido permette, infatti, di ottimizzare la

tab. 1. Combustibili usati per impieghi finali (in grassetto i combustibili proponibili in futuro come vettori energetici)

RISCALDAMENTO (CONDIZIONAMENTO)	COTTURA	USI INDUSTRIALI/CIVILI	AUTOTRASPORTO	TRASPORTO AEREO	TRASPORTO NAVALE	TRASPORTO FERROVIARIO
Metano, GPL, energia elettrica, legname, naphtha, carbone, gasolio, oli pesanti, solare termico, biodiesel	Metano, GPL, energia elettrica, legname, carbone, DME	Metano, GPL, energia elettrica, naphtha, carbone, gasolio, oli pesanti	Benzina, gasolio diesel, GPL, metano, energia elettrica, idrogeno, metanolo, etanolo, biodiesel, DME	Jet fuel, benzina avio	Marine diesel, bunker oil, benzina, idrogeno, biodiesel	Energia elettrica, diesel, carbone

tab. 2. Frequenza d'uso dei combustibili per i diversi impieghi finali
(in grassetto i combustibili alternativi proponibili in futuro come vettori energetici)

	RISCALDAMENTO / CONDIZIONAMENTO	COTTURA	USI CIVILI/ INDUSTRIALI	AUTOTRASPORTO	TRASPORTO AEREO	TRASPORTO NAVALE	TRASPORTO FERROVIARIO
Metano	+++	+++	++	+			
GPL	+	+++	++	+			
Naphtha (benzina)	+		+	+++	+	+	
Cherosene/ jet fuel	+		++		+++		
Gasolio (diesel)	++		++	+++		+++	+
Oli pesanti	++		+			++	
Carbone	+	(+)	+				+
Legname	+	+					
Energia elettrica	++	++	++	(+)			++
Solare (termico)	+						
Idrogeno	(+)	(+)	+	+	(+)	(+)	
DME		+		+			
Metanolo (etanolo)				+			
Biodiesel	+			+		(+)	

+++; di larghissimo impiego; ++, di impiego frequente; +, raramente impiegato; (+), di potenziale utilizzo ma non ancora impiegato

densità energetica per unità di volume (in **tab. 3** sono riportate diverse caratteristiche per alcuni dei vettori considerati) e ciò comporta grandi vantaggi per lo stoccaggio e la distribuzione del vettore. Di fatto, questo aspetto si riflette nel prezzo più elevato attribuito alla caloria 'liquida' rispetto alle calorie 'gassosa' e 'solida'.

Un vettore energetico ideale (Bossel *et al.*, 2003) potrebbe essere rappresentato da un liquido relativamente altobollente (sopra 80 °C) e bassofondente (sotto -40 °C); tali vettori rimarrebbero liquidi in ogni condizione climatica e a diverse altitudini. Di fatto, la benzina e il gasolio diesel sono eccellenti conferme di questa posizione; le loro proprietà fisiche sono quasi ideali per applicazioni nel campo del trasporto perché ottimizzano tutte le fasi a valle della produzione del vettore energetico: dal trasporto allo stoccaggio fino all'uso finale. Questa osservazione non deve però considerarsi come conclusiva, altrimenti non si spiegherebbe il grande successo che sta avendo il gas naturale,

per il quale aspetti di tipo ambientale ed economici giocano un ruolo importante.

Nel seguito, i derivati liquidi del petrolio non saranno oggetto di particolare attenzione, poiché costituiscono in un certo senso il termine di riferimento: sono prodotti in raffineria, vengono trasportati per mezzo di navi, condotte o autobotti, vengono facilmente immagazzinati in serbatoi e distribuiti all'uso finale in maniera molto semplice. Non saranno trattati neanche i vettori solidi poiché sono impiegati come vettori solo nei paesi in via di sviluppo e in prospettiva questa area del mondo tenderà ad affrancarsi da tale impiego. L'attenzione sarà focalizzata solamente su alcuni vettori convenzionali (l'energia elettrica, il metano e il GPL) e verranno discussi le opportunità e i problemi per alcuni dei vettori alternativi di sintesi, quali l'idrogeno e gli alcoli (metanolo ed etanolo), con un cenno ai biocombustibili e al dimetiletere. Saranno presi in esame, in maniera sintetica, i diversi vettori lungo tutta la filiera, dalla produzione fino

tab. 3. Proprietà chimico-fisiche e motoristiche di diversi vettori energetici

	BENZINA	DIESEL	BIODIESEL	ETANOLO	METANOLO	DME	PROPANO	BUTANO	METANO	IDROGENO
STRUTTURA CHIMICA	$C_nH_{2,1n}$	$C_nH_{1,87n}$	$RCOOCH_3$	C_2H_5OH	CH_3OH	$(CH_3)_2O$	C_3H_8	C_4H_{10}	CH_4	H_2
DENSITÀ ALLO STATO LIQUIDO (kg/m ³)	750	831	870	790	790	667	500	579	410 (LNG)	29 (200 bar)
NUMERO DI CETANO		40-55	49			76				
NUMERO DI OTTANO	90-100			110	119		125	91	130	140
PUNTO DI EBOLLIZIONE (°C)	40-200	180-350	260-370	78,5	65	-25	-42	-0,5	-162	-253
POTERE CALORIFICO INFERIORE (MASSA) (MJ/kg)	45	43,5	36	27	20	28,8	46,4	45,7	49	120
POTERE CALORIFICO INFERIORE (VOLUME) (MJ/l)	33,7	36,1	31	21	16	19,4	23	26	8,1	3,4
TEMPERATURA DI AUTOACCENSIONE (°C)		316			464	350	457	430	540	

all'impiego finale, prestando attenzione anche agli effetti sull'ambiente; la produzione del vettore energetico, tuttavia, verrà esaminata in termini generali, essendo oggetto di trattazione nei capitoli successivi.

4.1.3 Vettori energetici convenzionali

Energia elettrica

La domanda di energia elettrica (e.e.) continuerà a crescere nei prossimi anni, sia nei paesi industrializzati sia nei paesi in via di sviluppo, a tassi medi superiori al 3% annuo. Come già osservato in precedenza, l'e.e. è il vettore energetico per antonomasia: nel seguito ne viene esaminata la filiera.

Produzione

L'e.e. può essere ottenuta, sia su grande sia su piccola scala, da fonti fossili (specialmente carbone, gas naturale e petrolio), da fonti fissili (energia nucleare) e da fonti rinnovabili (idroelettrica, eolica, fotovoltaica); presenta quindi il grande pregio di poter essere prodotta da un'ampia varietà di fonti.

Trasporto

Lo sviluppo del mercato elettrico dipende anche dallo sviluppo di tecnologie avanzate di trasmissione elettrica, già oggi indispensabili per soddisfare la crescita della domanda dei mercati liberalizzati. L'e.e. viene trasmessa dalle centrali di generazione all'utenza veicolata da correnti elettriche che fluiscono su cavi o linee così classificate: *a*) linee ad alta o altissima tensione (HV, High Voltage, o VHV, Very High Voltage) per lunghissime distanze; *b*) linee a media tensione (MV, Medium Voltage) con cavi interrati in aree urbane o nell'attraversamento di bacini; *c*) linee sospese a media tensione in città e in aree suburbane per medie utenze industriali e commerciali; *d*) linee di distribuzione a bassa tensione (LV, Low Voltage) per piccole utenze.

Nel mondo, la maggior parte degli attuali sistemi di trasmissione e di distribuzione dell'e.e. opera mediante corrente alternata, anche se i sistemi in corrente continua, in determinati ambiti, possono competere economicamente con i tradizionali sistemi a corrente alternata. Nel campo del trasporto i superconduttori ad alta temperatura potrebbero fornire vantaggi radicali ma, al momento, la tecnologia è ancora immatura.

È da sottolineare il fatto che i recenti black-out verificatisi in diversi paesi hanno posto al centro dell'attenzione la rete elettrica e la sua fragilità. In seguito al dispiegarsi dei processi di liberalizzazione è aumentata la richiesta di vettori di e.e., con il conseguente incremento della probabilità di congestione (sovraccarico) delle reti di trasmissione, problema che sta diventando sempre più pressante in tutte le aree avanzate.

Stoccaggio

Al contrario del trasporto, che è consolidato ed efficiente, lo stoccaggio dell'e.e. rappresenta il punto debole di questo vettore energetico. L'e.e., una volta raggiunta l'utenza di destinazione, deve essere consumata immediatamente. Questo non significa che non esistano sistemi di stoccaggio dell'e.e. (Mazza e Hammerschlag, 2004): vi sono diverse tecnologie che coprono un'ampia gamma di applicazioni, da quelle in grado di sopperire entro frazioni di secondo alle variazioni/interruzioni di elettricità (*power quality*), a quelle che consentono di gestire la fornitura elettrica in funzione della domanda di mercato (*energy management*). Tali tecnologie sono chiamate in causa quando si vuole assicurare la continuità del servizio, per esempio ogni volta che si passa da un generatore di e.e. a un altro (*bridging power*).

Le applicazioni destinate alla *power quality* comprendono ultracapacitori, volani, magneti superconduttori e diverse tipologie di batterie tampone. Si riferiscono invece all'*energy management* quelle tecnologie che consentono di fornire e.e. per intervalli di tempo prolungati (dell'ordine delle ore) e di livellare il carico

(*load levelling*) o smorzare i picchi di domanda (*peak shaving*), come il pompaggio di acqua nei bacini idroelettrici, il pompaggio di aria compressa e le batterie a elettrolita fluido. Una quadro di queste opzioni è riportato in **fig. 3**.

I sistemi di accumulo/stoccaggio sono potenzialmente utili in quanto possono essere abbinati a fonti rinnovabili (come l'energia fotovoltaica e l'eolica) al fine di mitigarne le caratteristiche di intermittenza, nonché di assicurare il recupero dell'e.e. prodotta durante periodi caratterizzati da bassa domanda. I sistemi di stoccaggio basati su batterie (Linden e Reddy, 2002) trovano però la principale barriera negli elevati costi di investimento che ne limitano l'applicazione a mercati di nicchia. L'unica energia di tipo rinnovabile che ha invece risolto commercialmente questo problema è quella idroelettrica, dal momento che il sistema di pompaggio dell'acqua in bacini idroelettrici è largamente diffuso (circa 100 GW installati nel mondo) e impiegato anche per generare elevate potenze (Donalek, 2003).

Usi e impatto sull'ambiente

Gli usi dell'e.e. sono molteplici e su scale molto diverse (v. ancora tabb. 1 e 2). L'impatto sull'ambiente è localmente molto positivo non avendosi, a differenza di altri vettori, alcuna emissione inquinante nel luogo in cui l'e.e. viene utilizzata.

Gas naturale

Come già osservato, il gas naturale è l'unica fonte energetica che presenta un uso equivalente a quello dei

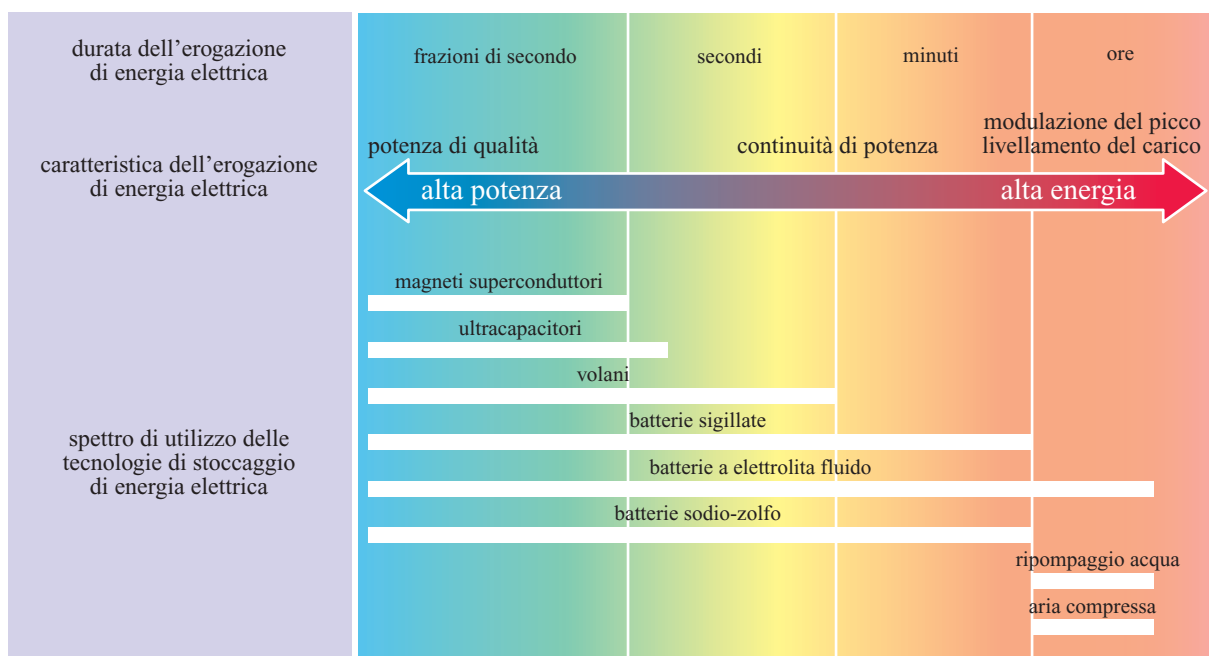


fig. 3. Sistemi di stoccaggio di energia elettrica.

vettori energetici: non ha senso in questo caso parlare strettamente di 'produzione' del vettore, anche se per trasformare la fonte in vettore sono necessari diversi trattamenti che possono essere più o meno spinti a seconda dell'uso finale. Mentre i gas acidi e gli inerti vengono generalmente sempre rimossi, gli idrocarburi superiori al metano, i cosiddetti 'liquidi da gas naturale', possono essere separati a monte oppure essere mandati direttamente all'applicazione finale.

L'attuale alta e costante crescita della domanda di gas naturale è sostenuta soprattutto dalla sua affermazione nella generazione elettrica in diverse aree del mondo; tale crescita costituisce però un deciso stimolo allo sviluppo di nuove infrastrutture di trasporto e distribuzione anche per usi diversi dalla generazione elettrica (v. ancora tab. 2).

Nel seguito saranno esaminati soprattutto i problemi connessi al trasporto e allo stoccaggio.

Trasporto

Un aspetto cruciale per l'affermazione del gas è proprio il costo di trasporto, alto rispetto a quello dell'olio, al punto da limitare in passato sia l'esplorazione sia lo sviluppo di un'economia energetica globale basata sul gas naturale. Anzi, la mancanza di alternative economicamente accettabili per l'evacuazione del gas associato, ormai non più bruciabile in torcia, condiziona talvolta la stessa produzione dell'olio.

Varie tecnologie competono per consentire il trasporto del gas su lunghe distanze: le condotte ad alta pressione e alta capacità (via terra o sottomarine), il gas naturale liquefatto (GNL), il gas naturale compresso (CNG, Compressed Natural Gas), la conversione del gas naturale in idrocarburi liquidi (GTL, Gas To Liquids) e il Gas To Wire (GTW).

Nei primi tre casi il mercato finale è sempre quello del gas naturale mentre nel caso del GTL è quello degli idrocarburi liquidi, soprattutto per l'autotrazione. La filiera tecnologica comporta la conversione chimica del gas naturale in carburanti, in particolare diesel (o intermedi per la petrolchimica), e permette soprattutto di valorizzare il gas remoto (*stranded gas*), che è presente in riserve verificate ma che non è immesso al consumo, perché tali riserve si trovano a distanze troppo elevate per consentire un trasporto economicamente sostenibile (Harries-Rees, 2004).

Il GTL, nella versione più classica, prevede la trasformazione del gas naturale in gas di sintesi (syngas), il quale viene convertito in idrocarburi cerosi attraverso la reazione di Fischer-Tropsch (v. anche cap. 2.6); le cere sono poi trasformate in carburanti di qualità mediante *hydrocracking*; attualmente sono in via di realizzazione o annunciati vari progetti industriali che entro il 2010 dovrebbero immettere sul mercato circa 250.000 bbl/d di prodotti. In questo capitolo è rivolta maggiore attenzione

all'approccio GTL che prevede la sintesi di prodotti ossigenati come metanolo o DME.

Per quanto riguarda il GTW, ove fossero convenienti e realizzabili sistemi di generazione di e.e. a bocca di pozzo, la soluzione ottimale sarebbe trasformare il gas in e.e. e trasportare quest'ultima, sfruttando tecnologie già disponibili come la trasmissione di e.e. ad alta tensione in corrente continua, per raggiungere elevate distanze (Subero *et al.*, 2004).

Il modo più usuale di rifornire il gas ai mercati è però quello di costruire condotte che colleghino le riserve ai clienti finali: questo sistema richiede infatti una tecnologia relativamente semplice e comporta uno spreco energetico non superiore al 3%. Tuttavia non sempre ciò risulta fattibile, a causa dell'eccessiva distanza o per la presenza di vincoli geopolitici. In questi casi, quando si abbia un agevole accesso al mare, la principale alternativa può essere il GNL, anche se richiede costosi sistemi di liquefazione, trasporto e rigassificazione e comporta un dispendio energetico pari al 15% circa.

Nel seguito sono discusse brevemente le due opzioni, focalizzando l'attenzione sugli aspetti di trasporto e di stoccaggio più tipici del vettore energetico; viene esaminata brevemente anche l'opzione del gas naturale compresso, che potrebbe imporsi a breve periodo in situazioni particolari.

Condotte ad alta pressione. Nel trasporto via terra, il vincolo della distanza (il limite è in genere intorno a 2.000 km) può essere attenuato mediante l'adozione di acciai ad alto grado (X80, X100 o X120), che permettono il trasporto del gas in condotte ad alta pressione (fino a 150 bar), tecnologia indispensabile per lo sfruttamento di campi di gas in aree interne e remote (come Alaska, Canada, Siberia, ecc.).

Questi sistemi operanti ad alta pressione, per risultare economici, devono trasportare grandi volumi di gas, utilizzando condotte di dimensioni tali da non richiedere sostanziali modifiche dei processi di fabbricazione: diametri nominali da 48 a 56 pollici (122-142 cm) e spessori da 20 a 32 mm. Ciò impone l'impiego di pressioni di trasporto più elevate (100-150 bar contro 70-80 bar delle tradizionali), permettendo quindi, almeno in linea di principio, di trasportare per uno stesso diametro una massa circa doppia (Bruschi, 2004).

A parità di costo dell'unità calorica trasportata, il trasporto ad alta pressione si colloca a distanze superiori a quelle delle condotte tradizionali e decisamente di interesse per il mercato. La **fig. 4** mostra il campo di applicazione delle varie tecnologie attualmente impiegate per il trasporto del gas, in relazione a volume e distanza. Si deduce che il trasporto di gas ad alta pressione in condotte a terra, così come da decenni nelle condotte sottomarine, può essere una soluzione competitiva su distanze addirittura superiori a 3.000-4.000 km.

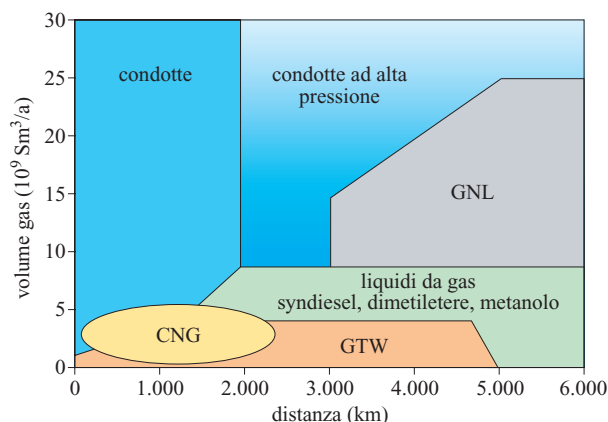


fig. 4. Opzioni per il trasporto del gas naturale al mercato.

Gas naturale liquefatto. Il GNL è una miscela liquida di idrocarburi composta principalmente da metano ma che può contenere piccole quantità di etano, propano e azoto; ha una temperatura di ebollizione, alla pressione atmosferica, pari a -160°C (Johnson, 2005).

Gli investimenti nella catena del GNL sono ingenti; negli anni Novanta, una serie di innovazioni tecnologiche e di ottimizzazioni di processo ha comunque comportato una notevole riduzione dei costi. Sebbene la tecnologia sia ritenuta matura, le linee strategiche della ricerca tecnologica sono focalizzate sulla riduzione dei costi lungo tutta la filiera GNL, al fine di renderla sempre più competitiva rispetto al trasporto attraverso condotte. La catena tecnologica del GNL (fig. 5) comprende anzitutto il pretrattamento del gas naturale per rimuovere i componenti che possono compromettere il successivo processo di liquefazione (vapor d'acqua, CO_2 , H_2S e idrocarburi pesanti) o danneggiare gli impianti (mercurio). La liquefazione è ottenuta mediante refrigerazione a pressione atmosferica, con trasferimento di calore a un fluido di raffreddamento attraverso superfici di scambio termico. Il GNL viene poi stoccato in serbatoi coibentati a temperature di -162°C e pressioni leggermente superiori a quella atmosferica. I sistemi di stoccaggio appartengono a tre categorie: nel contenimento singolo solo la parete interna dei serbatoi deve avere i requisiti richiesti per le basse temperature mentre la funzione della parete esterna è quella di supporto dell'isolante termico e non quella di impedire le perdite di liquido; nel contenimento doppio la parete esterna deve contenere le

perdite di liquido, ma non quelle di vapore; nel contenimento pieno la parete esterna deve contenere le perdite sia di liquido sia di vapore. Il trasporto marittimo del GNL richiede navi apposite con capacità che oggi raggiungono 150.000 m^3 ma che potranno raggiungere nel prossimo futuro 215.000 m^3 (Chabrelié, 2004). Il Qatar, che detiene alcune delle maggiori riserve di gas, ha programmato nei prossimi cinque anni un investimento pari a 15 miliardi di dollari per aggiungere 70 unità alla sua flotta, al fine di aumentarne l'esportazione. La filiera prevede alla fine lo scarico del GNL dalle navi, di nuovo lo stoccaggio in serbatoi e il pompaggio alle unità di rigassificazione, di norma operato attraverso pompe 'primarie' a bassa prevalenza, situate direttamente all'interno dei serbatoi e immerse nel GNL, seguite da pompe 'secondarie' per la compressione del liquido fino alla pressione finale richiesta dall'utenza.

Nella catena del GNL l'impianto di produzione, il sistema di liquefazione, la flotta per il trasporto e il terminale di rigassificazione sono dimensionati in modo tale da soddisfare al meglio i requisiti specifici del progetto stesso.

Gas naturale compresso. In caso di disponibilità di riserve di gas prossime a mercati con volumi limitati di domanda potenziale, potrebbe trovare applicazione un'innovazione tecnologica che rivendica il trasporto di CNG a costi competitivi rispetto al GNL o alle condotte sottomarine (Economides *et al.*, 2005). Si tratta di una serie di contenitori in materiale composito al cui interno sono collocati tubi a serpentina di piccolo diametro, realizzati in acciaio ad alta resistenza, che fungono da serbatoio; i materiali impiegati consentono di aumentare il rapporto in massa gas/container.

Al momento, non sono ancora stati realizzati grandi progetti basati sul CNG, ma tale soluzione potrebbe rappresentare una valida alternativa alla reiniezione del gas, particolarmente nel caso di gas associato in produzioni offshore (CNG gains [...], 2005). Attualmente, il CNG trova una delle sue più importanti applicazioni come carburante pulito per il mercato dell'autotrazione (nel mondo sono in circolazione oltre 3,3 milioni di autoveicoli che utilizzano il CNG).

Stoccaggio

Prescindendo dalle filiere del GNL e del CNG, il gas naturale può essere stoccato in maniera diversa a seconda delle quantità in gioco: dai grandi pozzi che fungono

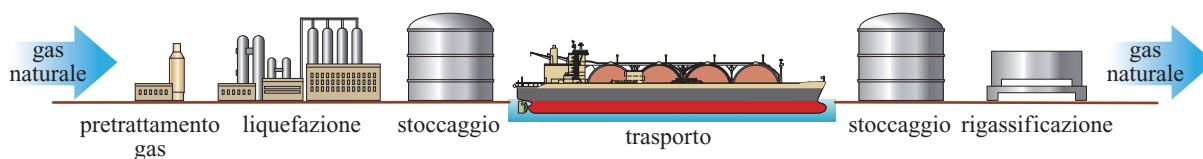


fig. 5. Filiera tecnologica del GNL.

anche da riserva strategica per l'uso di questa risorsa ai piccoli serbatoi delle autovetture alimentate a gas. Malgrado le caratteristiche chimico-fisiche di questo vettore, lo stoccaggio non risulta essere un problema ed è suscettibile di ulteriori miglioramenti, soprattutto per i piccoli serbatoi, mediante l'impiego di materiali adsorbenti porosi, spesso a base di carbone (Lozano Castellò *et al.*, 2002).

Gas di petrolio liquefatto

Il GPL, miscela a contenuto variabile di propano e butani, è un prodotto dell'industria della raffinazione e, in misura crescente, di quella della lavorazione della frazione umida del gas naturale; sebbene assai promettente, sia da un punto di vista economico sia per le proprietà ambientali, i limitati volumi di produzione ne indirizzano l'impiego verso settori specializzati.

Su scala mondiale il GPL derivante da gas naturale rappresenta circa il 60% del mercato. Una fonte crescente di GPL proviene dai progetti GNL, la cui affermazione sul mercato provoca di ritorno la produzione di quantità sempre maggiori di GPL provenienti dal trattamento del gas associato.

Il GPL è impiegato principalmente quale combustibile per usi domestici, civili o industriali: la gran parte di questa domanda riguarda aree (Cina, India, ecc.) dove risiedono più di 3,5 miliardi di persone, circa il 56% della popolazione mondiale (una crescita economica in queste aree avrà un impatto evidente sul mercato del GPL); una parte minore ma assai significativa è destinata all'uso come materia prima per derivati petrolchimici (etilene, propilene, ecc.) o per componenti per carburanti quali il metil-*ter*-butilene (MTBE) e l'isottano; una parte ancora minore è impiegata nell'autotrazione. Nei diversi usi finali, il GPL si caratterizza sempre per le sue basse emissioni.

I mercati del GPL sono in continua espansione, soprattutto a est del Canale di Suez: il Giappone è il principale paese importatore, seguito a breve distanza dalla Cina; il Medio Oriente è invece il principale esportatore (Chandra *et al.*, 2005).

Produzione

Come nel caso del gas naturale, anche per il GPL la produzione consiste essenzialmente in processi di separazione dalle correnti da cui proviene. Si deve sottolineare però che una buona parte del GPL prodotto in raffineria è un sottoprodotto di diversi processi di raffinazione (FCC, Fluid Catalytic Cracking, coking, hydrocracking, ecc.).

Trasporto

Su lunga distanza, il GPL viene generalmente trasportato su navi, che hanno una capienza sempre maggiore e raggiungono oggi capacità intorno a 85.000 m³

(Hatta, 2004). Sono note anche esperienze di trasporto su lunga distanza via condotta, per esempio nei territori dell'ex Unione Sovietica (sebbene attualmente sia preferito il trasporto ferroviario); di recente una condotta di quasi 300 km è stata realizzata in Amazzonia (Wertheim, 2005).

La movimentazione del GPL tramite bombole rende questo prodotto particolarmente interessante per un impiego in paesi dove non esiste un'adeguata rete di distribuzione, per esempio del gas, ovvero quando le distanze sono elevate o le situazioni geografiche sono impervie oppure, più in generale, nei paesi in via di sviluppo. Proprio per questa ragione, il GPL viene considerato un *transition fuel*, adatto per paesi che si stanno avvicinando a livelli di sviluppo più elevati.

Stoccaggio

Considerata la natura liquida (in leggera pressione) del GPL, lo stoccaggio non presenta problematiche particolari, se non per gli aspetti di sicurezza che richiedono comunque la massima attenzione, anche se le tecniche di controllo sono ormai consolidate.

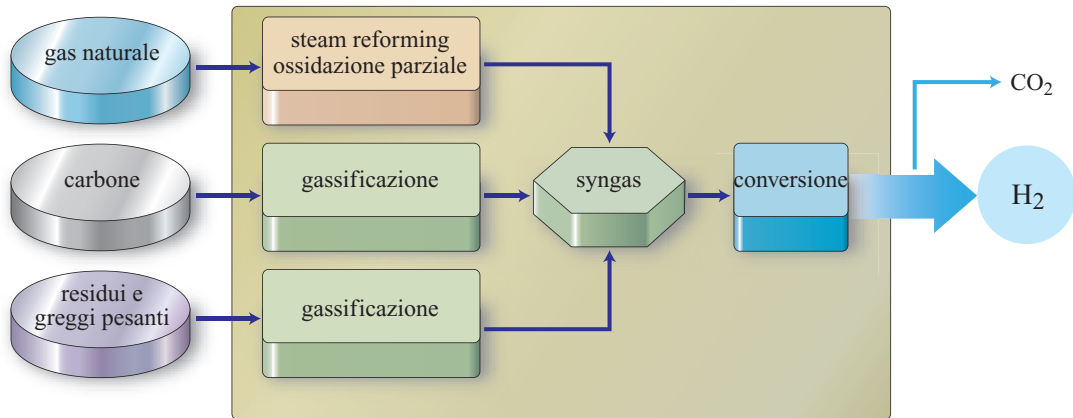
4.1.4 Vettori energetici innovativi

Idrogeno

In questi ultimi anni, l'idrogeno è stato posto al centro dell'attenzione dell'opinione pubblica come possibile 'stella polare' di un nuovo futuro energetico (Coonitz e Hanson, 2004; Kennedy, 2004). Le ragioni di tanta attesa sono sicuramente ascrivibili al fatto che il ricorso alle fonti fossili viene individuato come una delle principali cause di inquinamento dell'ambiente, su scala sia globale sia locale (assumendo anche che questo tipo di inquinamento non sia rimediabile o mitigabile), mentre l'idrogeno (che se bruciato produce solo acqua) viene percepito come la soluzione definitiva per affrancarci dalle fonti fossili e dall'economia 'al carbonio'. Inoltre, l'idrogeno, il cui stoccaggio è, almeno in linea di principio, più semplice rispetto a quello dell'energia elettrica, potrebbe rappresentare una soluzione per il problema dell'intermittenza con cui l'energia elettrica è generata dalle fonti rinnovabili. Si produce idrogeno da queste fonti, lo si immagazzina e poi lo si può trasformare in e.e. quando lo si desidera.

L'idrogeno è di certo molto abbondante in natura ma non è mai presente allo stato libero, bensì in forma combinata e per di più in molecole molto stabili come acqua, metano, idrocarburi superiori, ecc.; per produrre tale vettore energetico, cioè per estrarlo da queste molecole, è quindi necessario spendere energia proveniente da fonti primarie. Tra i principali vantaggi dell'idrogeno sono sicuramente da ricordare la combustione assai pulita (al massimo solo qualche emissione di NO_x) e la possibilità

fig. 6. Idrogeno: mappa tecnologica da fonti fossili.



(insieme a metanolo ed etanolo) di impiego diretto nella cella a combustibile (*fuel cell*), dispositivo energetico estremamente efficiente che permette di ottenere emissioni nulle (nel caso di impiego di idrogeno) e rendimenti energetici tali da compensare parzialmente l'energia spesa nello stadio di generazione dell'idrogeno stesso.

Produzione

Uno dei grandi vantaggi dell'idrogeno è che può essere prodotto non solo da numerose fonti energetiche, sia fossili (**fig. 6**) sia rinnovabili (**fig. 7**), ma anche da energia nucleare, tanto mediante *splitting* termochimico diretto dell'acqua, quanto attraverso la produzione intermedia di e.e. (analogamente a quanto descritto in fig. 7 per le fonti rinnovabili).

Molti metodi di produzione sono consolidati e disponibili su larga scala (soprattutto quelli da fonti fossili); l'unico problema potrebbe essere la loro economicità rispetto a un uso energetico su larga scala. D'altra parte l'idrogeno è già prodotto e impiegato su larga scala nell'industria della raffinazione e in quella chimica; l'unica differenza rispetto a un uso energetico è che, nella

maggior parte dei suoi impieghi, viene consumato subito dopo essere stato generato, per esempio in raffinazione e nelle sintesi di metanolo e ammoniaca, senza affrontare pertanto i problemi di trasporto, distribuzione e stoccaggio.

A puro titolo di curiosità, lo stesso gas di sintesi (miscela di CO e H₂), da cui spesso l'idrogeno viene prodotto, costituisce un vettore energetico; anzi, era già stato utilizzato, sotto il nome di gas di città, come vettore di impiego cittadino, ma la sua notevole tossicità, causata dall'elevato tenore di monossido di carbonio, e il suo processo di produzione più diffuso (gassificazione del carbone) ne avevano poi sconsigliato l'uso.

Trasporto e distribuzione

Esiste già una rete di distribuzione per gli attuali usi industriali dell'idrogeno, consistente in brevi gasdotti o limitati trasporti su strada in bombola. Per un'applicazione estensiva dell'idrogeno occorre però immaginare un'adeguata rete di gasdotti per le aree a elevata domanda e collegamenti su strada per le aree a bassa domanda, come quelle rurali.

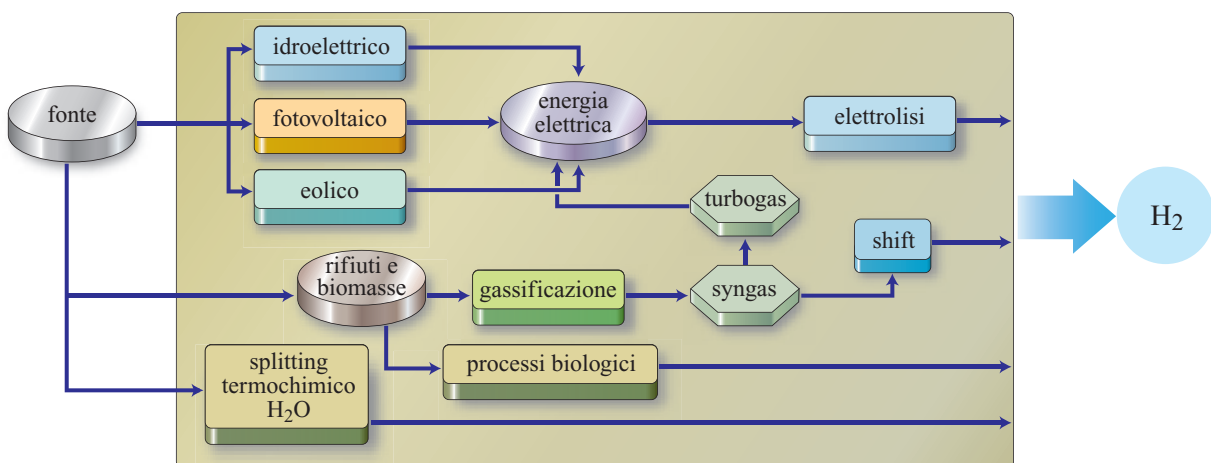


fig. 7. Idrogeno: mappa tecnologica da fonti rinnovabili.

Da un punto di vista chimico-fisico, l'idrogeno presenta caratteristiche analoghe al metano e non se ne differenzia molto per quanto riguarda le problematiche associate al suo trasporto (anche se la minor densità energetica implica una minore capacità di flusso): sorgono però ulteriori complicazioni legate alla necessità di impiegare materiali più sofisticati per evitare fenomeni di infragilimento (*embrittlement*). Un altro vincolo per l'utilizzazione di idrogeno nelle reti di distribuzione del gas naturale è costituito dall'impossibilità di impiegare le stesse stazioni di compressione, a causa del diverso comportamento dei due gas proprio nella fase di compressione (Bechis, 2003). Sono inoltre da considerare alcuni problemi non ancora risolti, come l'odorizzazione dell'idrogeno e la mancanza, al momento, di adeguate normative (Birgisson e Lavarco, 2004): questi ostacoli non sono però insormontabili.

Per quanto riguarda più strettamente la distribuzione, potrebbero affermarsi due modelli: il primo, centralizzato, che prevede la produzione di idrogeno in grandi centrali (possibilmente accoppiata a sequestrazione di CO₂) e poi la sua movimentazione tramite condotte; il secondo, decentralizzato, che prevede invece la produzione di idrogeno su piccola scala (sia da reforming di gas naturale sia tramite elettrolizzatori) direttamente presso le stazioni di servizio. È verosimile attendersi l'affermazione di questo secondo modello in tempi più brevi per poi passare a quello centralizzato quando l'economia dell'idrogeno sarà più matura.

Stoccaggio

Qualunque sia il modello di distribuzione scelto, bisognerà affrontare il problema del suo immagazzinamento, su grande o su piccola scala, per esempio nei serbatoi degli autoveicoli. L'idrogeno può essere immagazzinato ad alta pressione (350-700 bar) e questo sembra essere, al momento, il metodo più affidabile; altrimenti può essere liquefatto e immagazzinato in contenitori criogenici. Sono anche allo studio soluzioni più avanzate, quali gli idruri metallici, che a elevata temperatura si decompongono liberando l'idrogeno, o gli idruri chimici, oppure l'adsorbimento su carbone attivo (Jacoby, 2005). Tuttavia nessuna di queste tecnologie sembra, per ora, soddisfare i criteri di stoccaggio desiderati dai produttori e dagli utenti (Zorzoli, 2004); infatti:

- lo stoccaggio in fase gassosa è una tecnologia matura ma ancora troppo dispendiosa in termini di peso, volume e costi, quindi non particolarmente adatta all'utilizzazione su veicoli;
- lo stoccaggio in fase liquida ha una migliore efficienza volumetrica, che lo renderebbe più idoneo a un uso su veicoli, ma la complessità nel maneggiare l'idrogeno liquido, le perdite durante lo stoccaggio e l'energia richiesta per la liquefazione (circa 1/3 del contenuto energetico dell'idrogeno stesso) ne

rendono difficile, e comunque lontano, lo sbocco commerciale;

- gli idruri metallici consentono lo stoccaggio a bassa temperatura e con ragionevole efficienza volumetrica, ma sono pesanti e la gestione del loro riscaldamento a bordo del veicolo pone non pochi problemi;
- gli idruri chimici (sodio boridruo, ecc.) presentano problemi di costo, di riciclo, di efficienza energetica e di infrastrutture;
- l'adsorbimento è la tecnologia emergente ma la conoscenza del processo e quella dello sviluppo dei materiali è ancora nella fase di approfondimento; risultati assai contraddittori sono stati ottenuti con nanotubi e nanofibre di carbonio e, al momento, sembra prevalere lo scetticismo su questo approccio.

Per le soluzioni innovative la durata dei materiali e la velocità di rilascio dell'idrogeno vanno inoltre provate per migliaia di cicli di carico/scarico; poiché ci si muove su un terreno fondamentalmente ignoto, il futuro è ancora incerto.

Uso finale

L'altra grande prerogativa dell'idrogeno è la sua elevata versatilità di utilizzazione sia nella produzione centralizzata o distribuita di energia elettrica, sia nel campo della mobilità, tanto per autoveicoli a combustione interna quanto a cella a combustibile. Le basse emissioni allo scarico rendono assai interessante questo tipo di combustibile.

Prospettive

Nella comunità scientifica, e non solo, vi è un grande dibattito sul ruolo futuro dell'idrogeno (*Competing [...]*, 2005). È possibile che l'idrogeno arrivi a costituire un'alternativa all'impiego delle fonti energetiche di origine fossile, ma soltanto in una prospettiva di lungo periodo, rimanendo per ora irrisolti alcuni problemi (in particolare il costo di produzione e stoccaggio); la riduzione dei costi richiede poi molta innovazione tecnologica. Inoltre, dovrà sempre competere da una parte con l'energia elettrica, che è assai più consolidata sul mercato da un punto di vista infrastrutturale (Mazza e Hammerschlag, 2004; Beretta e Pedrocchi, 2005), e dall'altra con i biocarburanti, che ne sfruttano gli stessi presupposti (derivati da energia rinnovabile) ma che, come descritto nel seguito, ne semplificano in maniera considerevole la logistica.

Metanolo

Metanolo ed etanolo sono stati spesso proposti come carburanti sintetici di interesse. Mentre il metanolo, di facile sintesi (da gas naturale mediante reforming e conversione del gas di sintesi) e più economico, è stato oggetto principalmente di tentativi dimostrativi, l'etanolo, ottenuto da colture zuccherine (canna da zucchero, mais,

paglia, prodotti di scarto dall'agricoltura, ecc.) è stato ed è utilizzato come carburante per autotrazione, specialmente in Brasile e negli Stati Uniti.

Essendo carburanti liquidi, presentano una notevole semplificazione per quanto riguarda le fasi relative al trasporto e allo stoccaggio, anche se la loro natura idrofila può far insorgere nuovi problemi; negli Stati Uniti l'etanolo possiede una rete di distribuzione diversa da quella della benzina e viene aggiunto a quest'ultima solo prima della distribuzione finale alla pompa (proprio per evitare problemi di contaminazione da acqua o di smiscelamento di fasi).

La trattazione che segue è dedicata al metanolo, mentre l'etanolo è trattato tra i biocarburanti. Il metanolo si candida a essere uno dei più versatili intermedi per la valorizzazione del gas naturale, come alternativa all'import dello stesso gas. L'efficiente tecnologia di produzione, via gas di sintesi, ne permette infatti uno sfruttamento ottimale in termini di uso di carbonio e idrogeno; quando prodotto su larga scala (7.500-10.000 t/d) da gas a basso costo (≤ 1 \$/MBtu), il costo di produzione può essere assai basso (intorno a 100 \$/t). Grazie alla sua natura liquida (Silver, 2003), può essere facilmente immagazzinato e trasportato con navi di enorme capacità (già ora intorno a 100.000 t, ma anche di più in futuro).

Attualmente il metanolo ha soprattutto un impiego chimico come intermedio per la sintesi di formaldeide e acido acetico. Può però essere utile per diverse applicazioni nel campo energetico:

- come combustibile per centrali di potenza: le emissioni delle turbine alimentate a metanolo sono sostanzialmente in linea con quelle alimentate a gas naturale e l'impiego del metanolo potrebbe essere economicamente competitivo rispetto al GNL, almeno in alcuni casi specifici (Pollesel *et al.*, 2005);
- come componente per benzine: sebbene negli anni Ottanta sia stato impiegato direttamente come additivo e all'inizio degli anni Novanta addirittura come carburante alternativo (esperienza californiana), il metanolo è entrato nel campo dei carburanti principalmente per via indiretta come precursore dell'MTBE, noto componente per benzine. Il mercato dell'MTBE è entrato recentemente in una fase recessiva, a causa dei problemi di biodegradabilità e di inquinamento delle falde acquifere negli Stati Uniti (Di Girolamo *et al.*, 2005), ma il metanolo non impiegato nella sintesi dell'MTBE potrebbe rapidamente trovare spazio nella produzione del biodiesel, il cui mercato è invece in forte ascesa (v. oltre);
- come intermedio per carburanti: già negli anni Ottanta era stata proposta la conversione del metanolo con catalizzatori zeolitici in benzina (processo Mobil), ma tale approccio diventò rapidamente non economico a causa del crollo del prezzo del greggio a partire dal 1986; ora questo procedimento potrebbe

trovare nuovo interesse in seguito all'individuazione di catalizzatori che permettono di sintetizzare selettivamente etilene e/o propilene e poi di convertirli in carburanti di qualità, mediante oligomerizzazione di tali olefine (Koempel *et al.*, 2005);

- come combustibile per celle a combustibile in cui il metanolo può alimentare le celle direttamente o indirettamente tramite la formazione di idrogeno; nel caso di alimentazione diretta, diversi problemi devono ancora essere superati, soprattutto per l'elevato trafileamento (*crossover*) del metanolo attraverso la membrana polimerica delle celle a combustibile. Un mercato promettente si potrebbe aprire soprattutto per le applicazioni 'portatili' (in sostituzione delle batterie per computer, per telefoni cellulari, ecc.); alla fine del 2004, sono stati annunciati da Toshiba (e anche da Smart Fuel Cell) prototipi alimentati a metanolo con una nuova configurazione del progetto della cella che dovrebbe evitare il *crossover* del metanolo (Baker *et al.*, 2005);
- come riserva indiretta di idrogeno, che potrebbe essere facilmente ottenuto dal metanolo mediante reforming. Applicazioni di questo tipo si possono riscontrare per esempio con il processo Tøpsøe Methanol To Shift (MTS), nel quale il metanolo viene alimentato in un impianto a idrogeno direttamente al reattore di *water gas shift* (conversione del gas d'acqua), massimizzando la produzione di idrogeno (Kane e Romanow, 2004).

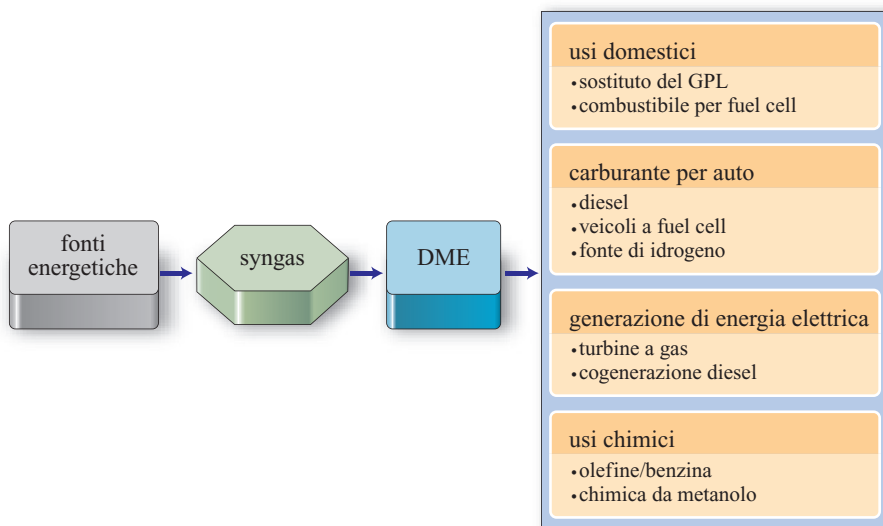
Anche se più volte è stata invocata, negli ultimi trenta anni, una nuova economia al metanolo (Olah, 2004), questo prodotto non è ancora riuscito ad affermarsi completamente come vettore energetico, se non come derivato, forse perché le sue caratteristiche di liquido tossico e velenoso hanno sempre rappresentato un grande ostacolo alla sua penetrazione; in realtà molti altri combustibili, presenti sul mercato, sono assai più pericolosi.

Dimetiletere

È assai recente l'interesse per l'impiego di DME come combustibile alternativo per diversi usi (**fig. 8**): quale combustibile per generazione di potenza, come combustibile domestico, in motori diesel come possibile sostituto del gasolio diesel convenzionale o come combustibile per celle a combustibile (Peckham, 2004; Fleisch e Sills, 2005).

La spinta principale per l'impiego di questo composto è rappresentata dal fatto che può essere prodotto (similmente al metanolo) in maniera economica e su larga scala da gas naturale, specialmente in situazioni dove si dispone di grandi quantità di gas naturale a costo praticamente zero o quasi (per esempio, gas associato che non può più essere bruciato in torcia) e non esistono mercati sufficientemente vicini per rendere fattibile l'installazione della tipica industria del gas naturale. In questi casi

fig. 8. DME e sue applicazioni.



potrebbe essere vantaggioso trasformare gas naturale in liquidi e trasportare questi ultimi per nave. In casi specifici (dipendenti anche dalla distanza intercorrente tra il luogo di produzione e quello di impiego) potrebbe essere dunque conveniente produrre e impiegare il DME.

Il DME presenta proprietà chimico-fisiche assai simili al GPL (ma un minor potere calorifico) e potrebbe in parte sostituirlo in diversi impieghi (per esempio, quello domestico), mentre in altri, almeno in linea di principio, potrebbe sfruttarne la rete di distribuzione preesistente. Come per il GPL, la movimentazione del DME tramite bombole lo rende particolarmente interessante per un impiego in paesi in via di sviluppo, dove non esiste una rete di distribuzione adeguata.

Rispetto al DME puro, una miscela DME/GPL presenta il vantaggio di possedere un contenuto energetico maggiore. Come illustrato in **fig. 9**, il potere calorifico della miscela dipende linearmente dalla proporzione dei due componenti.

Dal punto di vista del diverso contenuto energetico delle molecole, una stessa bombola con DME al posto di GPL (50% C₃/50% C₄) contiene il 23% in peso in più di prodotto e pesa complessivamente il 12% in più della stessa bombola contenente solo GPL, fornendo al contempo il 23% di energia in meno (se si impiegassero miscele DME/GPL, queste differenze si ridurrebbero in funzione del contenuto di DME); il grado di riempimento delle bombole che impiegano DME può però giungere anche all'85% (contro l'80% del GPL), diminuendo quindi almeno in parte il divario energetico tra una bombola riempita con DME rispetto a una con GPL.

Esiste una consolidata esperienza sull'uso di DME come propellente, sostitutivo dei CFC (clorofluorocarburi), negli spray; non vi sono sostanzialmente problemi riguardo il suo comportamento sia nell'atmosfera sia nella stratosfera (Ministerie van Volkshukvesting, 1985):

il DME è infatti un composto non tossico, non cancerogeno, non corrosivo e piuttosto inerte.

Produzione

Il DME può essere prodotto da gas naturale per via diretta da gas di sintesi, con un processo molto simile a quello di sintesi del metanolo, o indiretta mediante disidratazione del metanolo, in impianti di larga scala (5.000-7.500 t/d di DME) a costi di produzione estremamente bassi, intorno a 120 \$/t, comprensivi della quota di trasporto (equivalenti a 4,5 \$/MBtu contro un prezzo del GPL di 4-14 \$/MBtu, al variare del prezzo del greggio e della stagionalità). Si deve osservare che tale costo di produzione è riferito a un costo del gas naturale di 0,5-0,75 \$/MBtu; è chiaro che il diverso costo della materia prima e della scala dell'impianto può influenzare anche significativamente il valore del costo sopra indicato.

Il DME non deve necessariamente essere prodotto con ingenti investimenti a partire da gas naturale; infatti può anche essere prodotto su piccola scala a un costo

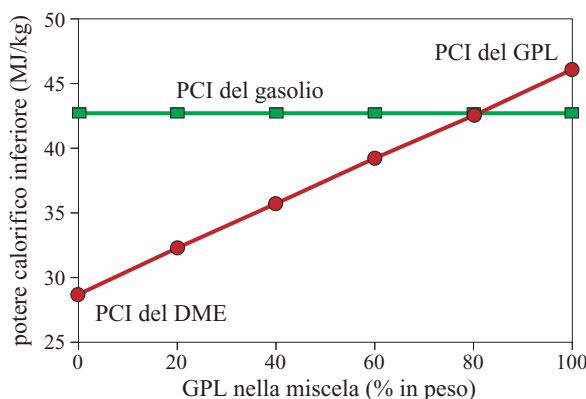


fig. 9. Potere Calorifico Inferiore (PCI) della miscela DME/GPL (50% C₃/50% C₄).

limitato a partire da metanolo, tramite la sua disidratazione. Questa via di sintesi può favorire un graduale ingresso del DME sul mercato senza effettuare eccessivi investimenti.

Al momento, la produzione mondiale di DME è intorno a 200.000 t/a ed è coperta da circa 20 impianti di disidratazione del metanolo; l'Asia è però un produttore emergente con un'espansione recente in Cina (Nogi, 2005) di circa 300.000 t/a (1 milione di t/a entro il 2009); è stato anche recentemente approvato un progetto per la produzione di DME su larga scala in Iran (800.000 t/a) per disidratazione del metanolo con tecnologia Topsøe (Perregard, 2004). Inoltre, diversi consorzi, soprattutto in Giappone, si stanno preparando per una produzione industriale di DME: un consorzio capitanato dalla compagnia giapponese JFE (e comprendente Total) ha sperimentato per quindici mesi un nuovo processo per la produzione di DME da gas di sintesi in un impianto dimostrativo da 100 t/d e si sta preparando per realizzare un impianto industriale su larga scala (probabilmente intorno a 2 milioni di t/a) entro il 2010 (Ogawa *et al.*, 2005).

Trasporto e distribuzione

Il DME può essere trasportato usando le stesse apparecchiature e le stesse precauzioni impiegate per il GPL. Le modifiche principali riguardano in generale il tipo di giunti e di guarnizioni che devono essere utilizzati a causa del diverso 'potere solvente' del DME; si deve osservare che questo aspetto è del tutto generale e vale per ogni applicazione, sia del solo DME sia di miscele DME/GPL.

Le navi per il GPL (o qualunque tipo di infrastruttura in generale) possono essere impiegate anche per il DME, con i limiti discussi in precedenza; tenendo conto del minor contenuto energetico, sarebbe però più conveniente trasportare il DME in navi apposite, da circa 70.000 t (Hatta, 2004).

Stoccaggio e uso finale

Come per il GPL, anche per il DME le caratteristiche di liquido da gas compresso non sembrano presentare particolari criticità. Di seguito vengono descritti in maggior dettaglio i molteplici usi del DME.

DME per generazione termoelettrica. Può essere impiegato in turbine a gas convenzionali con minime modifiche e con emissioni molto basse e paragonabili a quelle del gas naturale. Sebbene vi siano state già sperimentazioni dimostrative che hanno verificato tali caratteristiche (con garanzie da parte dei costruttori sulle prestazioni), manca un'esperienza di lunga durata. Può essere generata energia anche con motori diesel stazionari.

DME come sostituto/complemento del GPL. In questo campo l'impiego del DME non presenta particolari difficoltà tecnologiche e sembra destinato a rapida penetrazione, soprattutto in un mercato di una certa ampiezza e di grandissimo interesse per paesi in via di sviluppo

come Cina e India. L'esperienza in questo campo è già iniziata in Cina (Weidou *et al.*, 2005) e nei paesi limitrofi e si estenderà anche all'Iran. È stato dimostrato che per questo uso si può prevedere anche l'impiego di miscele DME/GPL (ricche in GPL) senza minimamente alterare l'infrastruttura già esistente del GPL (Sanfilippo *et al.*, 2004). Le emissioni del DME sono ancora minori rispetto a quelle già eccellenti dal punto di vista ambientale presentate dal GPL.

DME come carburante alternativo per motori diesel.

Le ottime caratteristiche del DME come combustibile diesel alternativo (elevato numero di cetano, alta percentuale di ossigeno e assenza di legami carbonio-carbonio nella molecola) ne fanno un carburante dalle alte prestazioni e dalle minime emissioni (il particolato è praticamente assente), permettendo il raggiungimento di specifiche severissime senza intervenire sui motori (a meno di modifiche sul sistema di iniezione) o sui sistemi di post-trattamento (Marchionna, 2002). L'impiego come combustibile diesel alternativo comporta un maggior valore aggiunto rispetto a quello domestico/industriale; la sua natura di carburante liquefatto lo rende decisamente più interessante per l'impiego in automezzi pesanti. Molte difficoltà tecniche sono state recentemente superate, ma l'industria automobilistica (esclusi la Volvo e alcuni costruttori giapponesi di mezzi pesanti) deve aumentare il suo impegno e soprattutto costruire l'infrastruttura. Malgrado ciò, cresce continuamente il numero delle sperimentazioni dimostrative (che comprendono la realizzazione di prototipi di automezzi pesanti, di stazioni di rifornimento, ecc.) sia in Giappone (Matsuda, 2005) sia in Europa, soprattutto in Svezia (Landalv, 2005).

Celle a combustibile. Il DME, come il metanolo, può essere facilmente convertito in idrogeno, per essere poi alimentato nelle celle a combustibile, sia a membrana sia a ossidi solidi (Bogild Hansen, 2005).

Il DME (come peraltro il metanolo) può derivare anche da fonti rinnovabili, per gassificazione di biomasse e susseguente conversione del gas di sintesi derivante; un'analisi del ciclo di vita ha evidenziato che il bio-DME, utilizzato in motori diesel, è uno dei combustibili con minor impatto ambientale su scala sia locale sia globale (Klintbom e Danielsson, 2005).

Biocarburanti

Attualmente, vi è un notevole interesse verso i biocarburanti perché da una parte possono permettere, derivando da fonti rinnovabili, di dar luogo a una minor produzione netta di biossido di carbonio per energia consumata, anche se su questo argomento vi è tuttora un acceso dibattito (Hess, 2005), e dall'altra consentono una sostituzione, almeno parziale, dei derivati del petrolio.

I principali biocarburanti sono l'etanolo (o il suo derivato etil-*ter*-butiletere, ETBE, omologo dell'MTBE), impiegato come additivo per benzina, e il biodiesel, usato

come additivo per gasolio. La natura liquida di questi prodotti fa sì che possano essere facilmente trasportati e immagazzinati (anche se l'etanolo, come detto in precedenza, necessita di una rete di distribuzione indipendente a causa delle sue proprietà idrofile); inoltre possono essere impiegati come additivi in percentuali non troppo elevate ($\leq 10\%$ vol) e non presentano in genere particolari problemi nell'impiego negli usuali motori a combustione interna.

Recentemente le legislazioni europea e statunitense hanno favorito la rapida espansione dell'impiego di questi biocarburanti: in Europa la percentuale minima di biocarburanti dovrà essere del 2% entro il 2005 e del 5,75% entro il 2010, mentre negli Stati Uniti la legge richiede che non meno di 7,5 miliardi di galloni (ca. 28,4 miliardi di litri) di biocarburanti (soprattutto etanolo) siano introdotti nell'autotrazione entro il 2012.

Il grande successo di questi carburanti è favorito anche dalle notevoli detrazioni fiscali che li rendono economicamente più competitivi nei confronti dei carburanti da fonti fossili, essendo il loro costo di produzione in genere più elevato. L'elevato prezzo del petrolio e miglioramenti tecnologici nella loro catena di produzione potrebbero però ridurre tale divario.

Etanolo

L'etanolo è stato ed è attualmente utilizzato come carburante per autotrazione per motori a scoppio, specialmente in Brasile, con 4 miliardi di galloni (ca. 15,2 miliardi di litri) prodotti nel 2004 per circa un milione di veicoli alimentati a benzina con etanolo o anche a solo etanolo, mentre negli Stati Uniti viene impiegato come componente antidetonante in percentuali fino al 10%, con 3,4 miliardi di galloni (ca. 12,9 miliardi di litri) prodotti nel 2004.

L'etanolo è ottenuto attraverso la fermentazione degli zuccheri ricavati da una qualunque materia prima vegetale, che contenga o possa essere trasformata in zuccheri, come l'amido o la cellulosa (la produzione di etanolo da cellulosa, al momento ancora in una fase sperimentale, può essere molto promettente per ridurre sensibilmente i costi di produzione dell'alcol). In Brasile la principale materia prima è la canna da zucchero, mentre negli Stati Uniti è il mais.

La materia prima (**fig. 10**), dopo un pretrattamento, è sottoposta a idrolisi enzimatica, con produzione di glucosio che, dopo la fermentazione, viene trasformato in etanolo (Hall, 2005).

Notevoli riduzioni di costo e miglioramenti nel rendimento energetico possono derivare dall'impiego di processi biotecnologici avanzati e di metodi di separazione innovativi (mediante membrane).

Anche una compagnia petrolifera come la Shell è particolarmente attiva nel settore: nel 2005 ha effettuato un investimento pari a 46 milioni di dollari nel progetto Iogen, che ha lo scopo di convertire paglia e scarti legnosi (contenenti quindi cellulosa) in etanolo mediante l'impiego di enzimi secondo tecniche genetiche; un impianto di produzione di 200.000 t/a di etanolo dovrebbe entrare in funzione entro il 2008 per un costo stimato dell'etanolo di soli 1,30 \$ al gallone (ca. 3,79 l) (Wechem, 2005).

Biodiesel

Il biodiesel è prodotto a partire da oli vegetali (di colza e di palma), dagli oli di scarto e dal grasso animale; queste materie prime contengono trigliceridi, in genere triesteri della glicerina con acidi grassi a lunga catena alchilica (Lotero *et al.*, 2005). Dopo una fase di lavorazione della biomassa, l'olio viene transesterificato con metanolo per produrre la glicerina e il trimetil-estere derivante dalla materia oleosa, che costituisce il biodiesel. Poco meno di 2 milioni di tonnellate sono state prodotte in Europa nel 2004 (di cui la metà in Germania e complessivamente un altro terzo in Francia e in Italia), ma più del triplo ne dovranno essere prodotte entro il 2010. Le caratteristiche tipiche del biodiesel sono riportate in tab. 3; ha proprietà simili a quelle del gasolio, anche se ne possiede solo il 90% del potere calorifico, ed è però più facilmente biodegradabile.

Il biodiesel viene generalmente prodotto per catalisi omogenea basica (di solito usando potassa o soda caustica), pur se processi alternativi più efficienti sono stati recentemente proposti mediante l'impiego sia di catalisi basica eterogenea, sia di catalisi acida o enzimatica. Anche l'uso di metanolo supercritico sembra essere interessante. La glicerina è però un prodotto obbligato di questa produzione; attualmente essa trova sbocco nel mercato oleochimico ma la crescita di produzione del biodiesel ne pone un problema crescente di allocazione (McCoy, 2005).

Biomass to liquids

Le biomasse, di ogni natura, sono sempre state impiegate, in passato e attualmente, per produrre energia termica o elettrica; di recente sono stati però proposti



fig. 10. Processo di produzione dell'etanolo da biomasse.

diversi approcci per trasformarle in liquidi di interesse per il mercato dei carburanti (oltre ai già citati etanolo e biodiesel).

Esistono sostanzialmente due approcci, uno diretto e uno indiretto, per trasformare le biomasse in liquidi (Biomass To Liquids, BTL): in quello diretto, le biomasse, spesso dopo pretrattamento, alimentano un tipico impianto di raffineria, dedicato o in co-processing con cariche di natura petrolifera; in quello indiretto, le biomasse sono gassificate per produrre gas di sintesi, il quale può essere poi convertito in liquidi tramite la sintesi di Fischer-Tropsch, in ossigenati come metanolo o DME o in idrogeno.

L'approccio diretto è forse più recente ed è stato promosso dalla recente direttiva europea sul contenuto minimo di biocarburanti in benzina e gasolio. Si tratta di usare gli stessi oli e grassi che fungono da materiale di partenza per la sintesi del biodiesel per alimentare direttamente unità di conversione, sia di cracking (FCC), che provoca la rottura delle molecole di acidi grassi a lunga catena, sia di idrogenazione, nelle quali il legame estereo viene spezzato producendo sostanzialmente paraffine a catena lunga oltre a biossido di carbonio e acqua (Buchsbäum *et al.*, 2005).

L'approccio diretto è molto semplice e ha il grande pregio di fornire un prodotto sostanzialmente indistinguibile da quello petrolifero. Nel caso dell'idrogenazione, il prodotto può essere di altissima qualità, con numeri di cetano fino a 90, e ciò ha spinto a realizzare unità apposite, come nel caso di Neste Oy in Finlandia (Neste [...], 2005; Koskinen *et al.*, 2006).

L'approccio indiretto è invece più complesso perché richiede processi intensivi e ad alto costo di investimento, come la gassificazione e la successiva conversione del gas di sintesi in liquidi. Malgrado ciò, notevoli sono le attività di ricerca e sviluppo in questo campo (Peckham, 2005).

4.1.5 Conclusioni

In questo capitolo sono stati analizzati i diversi aspetti che rendono più o meno interessante ciascun vettore energetico, facendo sempre riferimento al suo completo ciclo di vita. La disponibilità di fonti energetiche per la sua produzione e la varietà di impieghi rappresentano senza dubbio i punti di forza del vettore; tuttavia, ancora più decisive risultano le fasi intermedie di stoccaggio e distribuzione. Sulla base di quanto riportato, si può dedurre che i vettori liquidi semplificano notevolmente le fasi di trasporto e stoccaggio, risultando di gran lunga più vantaggiosi rispetto a quelli gassosi e solidi. È questa probabilmente una delle chiavi di volta dell'impiego del petrolio come fonte primaria, in quanto non solo è relativamente economica e disponibile in grande

quantità, ma anche capace di dar luogo prevalentemente a vettori liquidi assai apprezzati. A conferma di ciò si può ricordare l'impiego dell'olio combustibile (o anche di emulsioni) nella generazione di potenza, che se da una parte non è certo il combustibile d'elezione per questo scopo, dall'altra presenta il principale pregio della semplicità di uso dovuta alla sua natura liquida (unita in passato anche a una relativa economicità legata ai bassi prezzi del greggio).

I vettori liquidi innovativi come il metanolo e l'etanolo presentano caratteristiche quasi ideali come vettori energetici: il metanolo è economico e producibile su larga scala, ma la sua tossicità ne ha finora frenato l'affermazione. L'etanolo è più costoso e meno disponibile su larghissima scala ma, derivando da fonti rinnovabili, ha trovato spesso un sostegno governativo, anche in seguito alle pressioni dell'opinione pubblica e degli interessi agricoli. Lo stesso può essere affermato anche per il biodiesel.

I vettori liquefatti (GPL e in prospettiva DME) possono essere particolarmente utili per un impiego nei paesi in via di sviluppo, dove non esiste una rete di distribuzione adeguata. I vettori gassosi come il metano (e in prospettiva, seppure con molte complicazioni, l'idrogeno) possono comunque imporsi qualora il loro impiego sia economico, compatibile con l'ambiente e giustificato dalla disponibilità di grandi quantità di fonti primarie (soprattutto di gas).

L'energia elettrica rappresenta il vettore per eccellenza, è utilizzata in modo capillare e le sue emissioni nel luogo di utilizzazione sono nulle. Lo stoccaggio rappresenta il punto debole di questo vettore; si deve però osservare che ogni piccolo miglioramento in questo campo potrebbe consentirne un aumento dell'impiego ben oltre ogni immaginazione.

Esiste inoltre competizione tra i diversi vettori (anche se in alcuni casi potrebbe anche esservi complementarietà), soprattutto tra quelli emergenti. L'idrogeno potrebbe presentare alcuni vantaggi rispetto all'energia elettrica, soprattutto per quanto riguarda lo stoccaggio, ma al momento tali vantaggi sono solo potenziali, perché anche lo stoccaggio rimane tuttora un punto debole nella catena dell'idrogeno. D'altra parte, i biocarburanti rappresentano attualmente forse la principale alternativa a un rapido e incisivo sviluppo del vettore idrogeno, poiché rispondono a molte delle attese per cui esso viene auspicato, anche se non nella stessa misura, e per di più sono attualmente già praticabili. Infine, si deve sottolineare che un notevole sviluppo dei biocarburanti implica uno sfruttamento intensivo, soprattutto per quanto riguarda il biodiesel, dei terreni di coltivazione, che vengono così sottratti all'uso agricolo più tipico.

Proprio questi ultimi esempi dimostrano come il concetto di vettore energetico sia centrale nella vita di tutti i giorni; ciò non è sorprendente se si pensa che il suo

compito è proprio quello di conciliare l'impiego delle diverse fonti di energia con la soddisfazione dei bisogni della comunità.

Bibliografia citata

- BAKER A. *et al.* (2005) *Fuel cell today market survey: portable applications*, «Fuel Cell Today», 28 September, 1-22.
- BECHIS S. (2003) *Reti per la distribuzione di idrogeno e lo stoccaggio dell'idrogeno gassoso*, in: *L'idrogeno è sicuro. Atti del convegno Idrogeno il nostro futuro*, Milano (Italia), 26-27 Novembre.
- BERETTA G.P., PEDROCCHI E. (2005) *Confronto tra i vettori elettricità e idrogeno*, «Energia», 26, 72-77.
- BIRGISSON G., LAVARCO W. (2004) *An effective regulatory regime for transportation of hydrogen*, «International Journal of Hydrogen Energy», 29, 771-780.
- BOGILD HANSEN J. (2005) *DME as SOFC fuel*, in: *Proceedings of the 7th International DME Association meeting*, Stockholm, 17 May.
- BOSSEL U. *et al.* (2003) *The future of the hydrogen economy: bright or bleak?*, European Fuel Cell Forum Report, 15 April.
- BRUSCHI R. (2004) *Tecnologie per trasporto gas in condotta su lunghe distanze*, in: *Gas naturale: una fonte affidabile e versatile. Atti della conferenza EniTecnologie*, San Donato Milanese (Milano), 14 Dicembre.
- BUCHSBAUM A. *et al.* (2005) *The challenge of the biofuels directive for a European refinery*, in: *Proceedings of the Hart world refining and fuels conference*, Bruxelles, 23-25 May.
- CHABRELIE M.-F. (2004) *The dynamics of the world gas industry*, in: *Gas Naturale: una fonte affidabile e versatile. Atti della conferenza EniTecnologie*, San Donato Milanese (Milano), 14 Dicembre.
- CHANDRA A. *et al.* (2005) *World LPG production poised to surge. Ethane will grow in Middle East*, «Oil & Gas Journal», 27 June, 52-59.
- CNG gains interest as alternative for offshore developments* (2005), «Oil & Gas Journal», 20 June, 58-69.
- Competing visions of a hydrogen economy* (2005), «Chemical & Engineering News», 22 August, 30-35.
- COONITZ R., HANSON B. (2004) *Not so simple and following articles*, «Science», 305, 957.
- DI GIROLAMO M. *et al.* (2005) *High quality fuel components from C₄ hydrocarbons*, «Erdöl Erdgas Kohle. Oil & Gas European Magazine», 31, 70-76.
- DONALEK P. (2003) *Advances in pumped storage*, in: *Proceedings of the Electric Storage Association Spring meeting*, Chicago (IL), 21 May.
- ECONOMIDES M.J. *et al.* (2005) *Compressed Natural Gas (CNG). An alternative to Liquid Natural Gas (LNG)*, in: *Effective technologies to meet increasing energy demand. Proceedings of the Society of Petroleum Engineers Asia Pacific oil and gas conference and exhibition*, Jakarta, 5-7 April, SPE 92047.
- FLEISCH T.H., SILLS R. (2005) *Beyond GTL-FT. The oxygenate option: methanol and DME*, in: *GasTech 2005. Proceedings of the conference*, Bilbao (Spain), 14-17 March.
- HALL H.P.E. (2005) *Assuring the proper product stewardship for the use of ethanol*, «World Refining», 15, 22-26.
- HARRIES-REES K. (2004) *Stranded gas options*, «European Chemical News», 1-7 March, 19-20.
- HATTA H. (2004) *DME transportation by deep-sea tankers*, in: *Proceedings of the 1st International DME conference*, Paris (France), 12-14 October, Paper 43.
- HESS G. (2005) *Ethanol wins big in energy policy*, «Chemical & Engineering News», 12 September, 28-30.
- JACOBY B. (2005) *Filling up with hydrogen*, «Chemical & Engineering News», 22 August, 42-47.
- JOHNSON J. (2005) *LNG weighs anchor*, «Chemical & Engineering News», 25 April, 19-22.
- KANE L., ROMANOW S. (2004) *Two methods for stretching a plant's hydrogen supply*, «Hydrocarbon Processing», February, 25-26.
- KENNEDY D. (2004) *The hydrogen solution*, «Science», 305, 917.
- KLINTBOM P., DANIELSSON P. (2005) *Life cycle analysis on DME*, in: *Proceedings of the 7th International DME Association meeting*, Stockholm, 17 May.
- KOEMPEL H. *et al.* (2005) *Lurgi's Gas to Chemicals (GTC). Advanced technologies for natural gas monetisation*, in: *GasTech 2005. Proceedings of the conference*, Bilbao (Spain), 14-17 March.
- KOSKINEN M. *et al.* (2006) *Apply a comprehensive approach to biofuels*, «Hydrocarbon Processing», February, 81-86.
- LANDALV H. (2005) *AFFORHD - Highlights from EU project*, in: *Proceedings of the 7th International DME Association meeting*, Stockholm, 17 May.
- LINDEN D., REDDY T.B. (2002) *Handbook of batteries*, New York, McGraw-Hill.
- LINNAILA R. (2005) *Status of Neste Oil's Biobased NExBTL Diesel production for 2007*, in: *Proceedings of the Synbios meeting*, Stockholm, 18-20 May.
- LOTERO E. *et al.* (2005) *Synthesis of biodiesel via acid catalysis*, «Industrial Engineering Chemistry Research», 44, 5353-5363.
- LOZANO CASTELLÒ D. *et al.* (2002) *Advances in the study of methane storage in porous carbonaceous materials*, «Fuel», 81, 1771-1803.
- McCOY M. (2005) *An unlikely impact*, «Chemical & Engineering News», 21 February, 19-20.
- MARCHIONNA M. (2002) *From natural gas to oxygenated components for cleaner diesel fuels*, in: *Progress in petroleum refining technology. Proceedings of the 7th Chimec international symposium*, Rome (Italy), 23-25 October.
- MATSUDA T. (2005) *Current situations of R&D for DME vehicles in Japan*, in: *Proceedings of the 7th International DME Association meeting*, Stockholm, 17 May.
- MAZZA P., HAMMERSCHLAG R. (2004) *Carrying the energy future. Comparing hydrogen and electricity for transmission, storage and transportation*, Seattle (WA), Institute for Lifecycle Environmental Assessment, June.
- MINISTERIE VAN VOLKSHUKVESTING - Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer (1985) *Dimethylether*, «Chimica Oggi», July-August, 29-32.
- Neste plans porvoo biofuel, diesel upgrade* (2005), «Oil & Gas Journal Online», 20 October.
- NOGI S. (2005) *Toyo's DME plants in China*, in: *Proceedings of the 2nd Asian DME conference*, Shanghai, 18-20 September, Paper 13.

- OGAWA T. *et al.* (2005) *Direct DME synthesis from natural gas: 100 ton-DME/day demonstration plant project*, «Preprints American Chemical Society. Division of Petroleum Chemistry», 50, 158-160.
- OLAH G.A. (2004) *After oil and gas: methanol economy*, «Catalysis Letters», 93, 1-2.
- PECKHAM J. (2004) *DME market opportunities*, «Gas-to-Liquids News», 7, 3-7.
- PECKHAM J. (2005) *Choren sees German biofuels tax break as crucial for commercial scale biomass-to-liquids plants*, «Gas-to-Liquids News», 8, 1-7.
- PEET J. (2004) *Economic systems and energy, conceptual overview*, in: Cleveland C.J. (editor in chief) *Encyclopedia of energy*, Amsterdam, Elsevier, 6v.; v.II, 103-115.
- PERREGARD J. (2004) *Optimum technology for DME manufacturing*, in: *Proceedings of the 1st International DME conference*, Paris (France), 12-14 October, Paper 8.
- POLLESEL P. *et al.* (2005) *L'energia che arriva da lontano*, «TPoint-EniTecnologie. Technological Bulletin», 7, 8-13.
- SANFILIPPO D. *et al.* (2004) *Dimethyl ether as LPG substitute/make-up*, in: *Proceedings of the 1st International DME conference*, Paris (France), 12-14 October, Paper 44.
- SILVER T.M. (2003) *How mega-methanol vessels will redefine the methanol industry*, in: *Proceedings of the 21st World methanol conference*, Phoenix (AZ), 10-12 November, 103-114.
- SUBERO G. *et al.* (2004) *A comparative study of sea-going natural gas transport*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, Houston (TX), 26-29 September, SPE 90243.
- WECHER H.M.H. VAN (2005) *Future fuels for sustainable mobility*, in: *Proceedings of the Hart world refining and fuels conference*, Bruxelles, 23-25 May.
- WEIDOU N. *et al.* (2005) *Rational cognition of DME market in China*, in: *Proceedings of the 2nd Asian DME conference*, Shanghai, 18-20 September, Paper 2.
- WERTHEIM P.H. (2005) *Amazon LPG pipeline approved; gas line planned*, «Oil & Gas Journal Online», 17 January.
- ZORZOLI G.B. (2004) *La promessa idrogeno*, «Energia», 1, 50-60.

MARIO MARCHIONNA

EniTecnologie
San Donato Milanese, Milano, Italia

