

**MICROCOPY RESOLUTION TEST CHART**  
**NATIONAL BUREAU OF STANDARDS**  
**STANDARD REFERENCE MATERIAL 1010a**  
**(ANSI and ISO TEST CHART No. 2)**



9200

1014

**COMITATO NAZIONALE PER LA RICERCA E PER LO SVILUPPO  
DELL'ENERGIA NUCLEARE E DELLE ENERGIE ALTERNATIVE**

**DIREZIONE STUDI**

## **IL SISTEMA IDROGENO**

*Sergio GUARNA*

**RTI/STUDI-ENE(91)1  
Luglio 1991**

•  
•  
**ENEA-RTI-STUDI-ENE--91-01**

**DE92 769435**

# **IL SISTEMA IDROGENO**

*Sergio GUARNA*

•  
•  
**( RTI/STUDI-ENE(91)1 )**  
**Luglio 1991**

**I N D I C E**

**IL SISTEMA IDROGENO**

0. RUOLO E PROSPETTIVE DELL' IDROGENO
1. GENERALITA'
2. PRODUZIONE
3. TRASPORTO ED ACCUMULO
4. USI DELL' IDROGENO
5. SICUREZZA AMBIENTE E COSTI
6. ATTIVITA' INTERNAZIONALE
7. BIBLIOGRAFIA

Si ringraziano il dr. Sergio FERRARI l'ing. Paolo VALANT e l'ing. Franco IACOVONI che, in periodi successivi, hanno contribuito alla impostazione dello studio.

Ovviamente, imprecisioni ed omissioni sono dovute al sottoscritto ed anche, probabilmente, alla vastità ed alla complessità degli argomenti trattati od accennati.

Si ringrazia, inoltre, la Sig.ra Mirella MACALE, dell'Unità STUDI-ENE, per la preziosa ed attenta collaborazione nella composizione del lavoro.

Sergio Guarna

## 0. RUOLO E PROSPETTIVE DELL'IDROGENO

Da circa venti anni è stato proposto l'uso dell'idrogeno come vettore energetico e come combustibile.

Tale proposta ha i seguenti principali vantaggi:

- 1) la disponibilità dell'idrogeno è praticamente illimitata;
- 2) l'idrogeno, nel lungo periodo, potrebbe sostituire tutti i combustibili fossili realizzando una vera e propria rivoluzione energetica;
- 3) l'idrogeno è un combustibile adatto per lo sviluppo di sistemi di trasporto ambientalizzati (ad es. con celle a combustibile);
- 4) sia le energie tradizionali (petrolio, carbone, gas ecc) che le fonti di energia rinnovabile (idraulica, solare, eolica, geotermica ecc.) possono essere utilizzate per produrre idrogeno; nel caso si impieghino le seconde, l'idrogeno può svolgere anche una funzione di volano energetico, rispetto alla aleatorietà di alcune di esse (si pensi all'energia eolica o solare);
- 5) l'idrogeno è un vettore energetico che, in connessione con

un ciclo di produzione di fonti rinnovabili, ha un impatto ambientale molto limitato. Non si generano, infatti, né in fase di produzione né in fase di utilizzo, ossido di carbonio, anidride carbonica, idrocarburi incombusti e biossido di zolfo.

D'altra parte esistono una serie di notevoli problemi non ancora completamente risolti quali, ad esempio:

- 1) le tecnologie per l'accumulo, il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno presentano ancora aspetti da valutare e da risolvere prima di passare ad un uso diffuso;
- 2) i vari aspetti della sicurezza, legati per lo più alla corrosione, all'infragilimento dei metalli ed alla facilità di fuga, debbono ancora essere attentamente vagliati, sperimentati e normalizzati.
- 3) la competitività di un sistema ad idrogeno, comprendendo in esso anche i costi ambientali, deve ancora essere dimostrata.

## IL SISTEMA IDROGENO

### 1. GENERALITA'

L'idrogeno è il più leggero degli elementi. Venne scoperto da Lord Cavendish nel 1766 e il nome, che significa generatore di acqua, gli fu dato da Lavoisier nel 1783.

Il suo atomo è il più semplice fra tutti, essendo costituito da un nucleo con un solo elettrone periferico; per questa ragione la massa dell'atomo dell'idrogeno fu assunta come unità per i pesi atomici relativi. Allo stato elementare si presenta come un gas a molecole biatomiche, inodore, incolore, insapore, 14,4 volte più leggero dell'aria.

L'idrogeno naturale è costituito da una miscela di tre isotopi in cui il nuclide idrogeno -1 o prozio è molto prevalente (99,98% della miscela naturale) rispetto a quelli idrogeno -2 o idrogeno pesante o deuterio, presente per circa lo 0,015% della miscela, e trizio, presente solo in quantità dell'ordine di  $1 \times 10^{-17}$ .

L'idrogeno costituisce in peso, circa il 55% della materia cosmica e lo 0,9% della crosta terrestre. Non si trova libero in natura se non eccezionalmente nei gas vulcanici e di fermentazione; è diffusissimo sotto forma di composti essendo presente nell'acqua, negli oli minerali, nel gas naturale, nel carbon fossile e nelle sostanze organiche in generale. Il corpo umano ne contiene circa il 10%, in gran parte sotto forma di



acqua.

La molecola dell'idrogeno può esistere in due forme, note come orto- e paraidrogeno rispettivamente se gli spin dei nuclei costituenti la molecola hanno lo stesso senso oppure hanno verso opposto. Il rapporto dei due isomeri in una miscela all'equilibrio varia notevolmente con la temperatura: vicino allo zero assoluto è tale che la miscela consiste interamente della modificazione para-; a temperatura ambiente e oltre, il paraidrogeno costituisce il 25% e l'ortoidrogeno il 75% della miscela.

La temperatura critica dell'idrogeno è  $-240^{\circ}\text{C}$ ; l'idrogeno liquido è incolore, limpido, bolle a  $-253^{\circ}\text{C}$  e solidifica a  $-259^{\circ}\text{C}$ .

L'idrogeno si combina direttamente con gli alogeni, con lo zolfo, con il selenio, con l'azoto, con il carbonio; con l'ossigeno si combina a formare acqua: la reazione avviene lentamente sotto  $550^{\circ}\text{C}$ , ma con andamento esplosivo a temperatura più elevata, da qui il nome di gas tonante per la miscela ossigeno-idrogeno. Quest'ultima inoltre avviene con elevata probabilità dato che gli intervalli di infiammabilità e di detonabilità sono molto ampi.

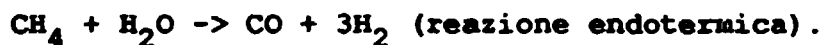
## 2. PRODUZIONE

L'idrogeno si può produrre trasformando idrocarburi, "gassificando" il carbone e decomponendo l'acqua.

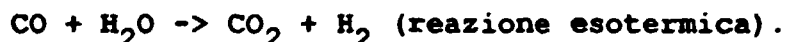
### 2.A. Trasformazione di idrocarburi

Il processo utilizzato preferibilmente è quello di "steam reforming" (trasformazione con vapore) di gas naturale, principalmente gas metano, o di frazioni petrolifere leggere sempre con vapore, in presenza di catalizzatore al nichel, alla temperatura di circa 800 °C.

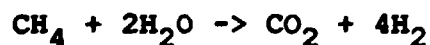
Le reazioni chimiche che si svolgono nel processo sono:



All'uscita dal "reformer" l'ossido di carbonio reagendo con il vapore si trasforma in anidride che viene allontanata purificando così il gas idrogeno prodotto:



La reazione netta è perciò:



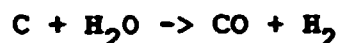
Il rendimento del processo si aggira sul 50÷70%.

Nello steam-reforming tradizionale, gli idrocarburi sono la fonte sia dell'energia chimica che di quella termica: circa il 45% del consumo degli idrocarburi è destinato alla produzione di calore.

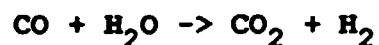
Poichè l'idrogeno in tal modo prodotto è più costoso della sostanza (metano) di partenza, la sostituzione del metano con l'idrogeno, come combustibile, non è conveniente.

## 2.B. Gassificazione del carbone o dei combustibili fossili

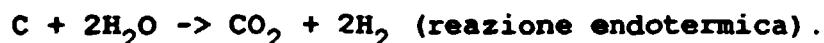
L'idrogeno si produce anche dal carbone che con il vapor d'acqua a circa 900 °C dà gas d'acqua:



Con altro vapore a circa 500 °C e un catalizzatore a base di ossidi di ferro, si può ottenere idrogeno anche dall'ossido di carbonio (conversione del gas d'acqua):



Complessivamente il processo di gassificazione del carbone si basa sulla reazione:



La gassificazione di combustibili fossili solidi si presenta economicamente interessante nelle regioni in cui il carbone abbonda ed è poco costoso.

## 2.C. Idrolisi dell'acqua

E' possibile ottenere idrogeno dall'acqua con metodi diversi quali:

- decomposizione elettrolitica (elettrolisi);
- decomposizione termica diretta (termolisi);
- decomposizione mediante cicli termochimici;
- dissociazione per via fotochimica (fotolisi);
- decomposizione mediante fotoelettrolisi.

Il processo più maturo per la produzione industriale di idrogeno dall'acqua è la decomposizione elettrolitica più comunemente detta "elettrolisi".

Nel mondo sono stati realizzati alcuni grandi impianti di elettrolisi in vicinanza di centrali idroelettriche che

producono elettricità a basso costo (vedi tabella 1).

Tabella 1: Impianti di elettrolisi.

| Località            | Produttore             | MWe  | $\text{Nm}^3\text{H}_2/\text{h}^1$ |
|---------------------|------------------------|------|------------------------------------|
| Assuan, Egitto      | Brow Boveri (Svizzera) | ~200 | 33.000                             |
| Nangal, India       | DE NORA (Italia)       | ~180 | 30.000                             |
| Ryukan, Norvegia    | NORSK HYDRO (Norvegia) | 165  | 27.900                             |
| Glomfjord, Norvegia | " " "                  | 160  | 27.100                             |
| Trail, Canada       | TRAIL (Canada)         | 90   | 15.200                             |
| Cuzco, Perù         | LURGI (F.R.G.)         | ~30  | 4.500                              |

Fonte: Elaborazione su dati WILLIAMS, L.O. (1980) e WINTER, C.J.; NITSCH, J. (1988).

1. Per  $\text{Nm}^3$  si intende un  $\text{m}^3$  standard alla pressione di 1 atm e alla temperatura di 20°C.

Il consumo di energia elettrica (corrente continua) è di circa 4÷5 kWh per normal metrocubo di idrogeno prodotto.

E' importante ricordare che nella produzione di idrogeno mediante processo elettrolitico si ottiene anche ossigeno da utilizzare in vario modo.

Attualmente nel mondo si producono annualmente 500 miliardi di metri cubi di idrogeno: dei quali il 77% attraverso il trattamento del metano, il 18% dal carbone ed il 4% attraverso l'elettrolisi dell'acqua [FISHER, D. 1990].

Si osserva, infine, che tutti i processi di produzione sono endotermici per cui è sempre necessario consumare energia per produrre idrogeno. In altri termini l'idrogeno può essere un vettore energetico per accumulare, trasportare energia e fornire servizi energetici ma non si può considerare una fonte energetica primaria.

Per quanto riguarda gli altri processi di idrolisi, e cioè termolisi, cicli termochimici, fotolisi e fotoelettrolisi, si ricorda che si tratta di tecnologie che non hanno ancora raggiunta la maturità necessaria per permettere produzioni industriali dell'idrogeno.

In particolare, la termolisi, cioè la dissociazione delle molecole dell'acqua mediante solo apporto di calore, richiede temperature molto elevate, dell'ordine dei 4500°K. Con temperature così elevate, è complicato però separare l'idrogeno dall'ossigeno dati i notevoli problemi che pone la resistenza dei materiali.

La dissociazione dell'acqua può essere ottenuta anche per mezzo di cicli chiusi di reazioni chimiche termicamente attivate a temperature tecnologicamente compatibili (cicli termochimici). Tale tecnologia di produzione è motivata dalla speranza di individuare un processo che possa utilizzare direttamente una fonte di calore ad alta temperatura -solare o nucleare- per attivare un ciclo capace di un rendimento globale maggiore di quello ottenibile da un impianto di elettrolisi. Con quest'ultimo infatti, la trasformazione del calore primario in elettricità avviene con un rendimento non superiore al 40% ed il processo elettrolitico si effettua con un rendimento massimo del 90%, di conseguenza il rendimento totale è inferiore al 36%. Il rendimento teorico di alcuni cicli termochimici è del 50%. Se questo rendimento sarà realizzato con cicli attivabili in impianti costruiti con materiali disponibili, il processo termochimico potrebbe diventare interessante per la produzione industriale dell'idrogeno. Allo stato attuale, i risultati sperimentali non sono positivi.

La decomposizione dell'acqua per via fotochimica (fotolisi) s' propone di ottenere la dissociazione della molecola dell'acqua fornendo l'energia necessaria sotto forma di radiazioni luminose solari. Si tratta di ricerche complesse, anche sul piano concettuale, che potranno produrre risultati di pratica utilità solo a lungo termine.

Un'altra possibilità per ottenere l'idrogeno è quella

della fotoelettrolisi dell'acqua, impiegando il biossido di titanio o rutilo ( $\text{TiO}_2$ ) come fotoelettrodo.

Fin dalla sua scoperta, avvenuta nel 1972 ad opera di Fujishima e Honda, la produzione di idrogeno per fotoelettrolisi ha dato vita a numerosi ed interessanti studi e ricerche. Fino ad oggi, però, non sono stati ancora realizzati impianti industriali.

### 3. TRASPORTO E ACCUMULO

#### 3.A. Trasporto dell'idrogeno gassoso

L'idrogeno può essere trasportato e distribuito mediante gasdotti.

Sebbene presenti proprietà fisiche e chimiche abbastanza diverse dal metano, le tecniche per immagazzinarlo e trasportarlo sono molto simili. Come il metano, l'idrogeno può essere pompato lungo gasdotti, trasportato in bombole ad alta pressione allo stato di gas, oppure liquefatto e trasportato come liquido. Esso può essere immagazzinato allo stato di gas ad alta o bassa pressione, oppure come liquido.

Bruciando, l'idrogeno produce una quantità di energia, per unità di peso, pari a circa 2,5 volte quella prodotta dal gas naturale, ma in termini volumetrici, l'idrogeno produce soltanto circa un terzo dell'energia prodotta dal metano, perciò, un idrogenodotto che trasporta la stessa energia di un metanodotto ha un volume triplo, a pari pressione.

La velocità con cui un gas fluisce lungo una tubazione dipende dall'inverso della radice quadrata del suo peso molecolare vale a dire che l'idrogeno fluisce lungo la tubazione con velocità 2,8 volte superiore a quella del metano. Come risultato, un dato gasdotto può trasportare all'incirca la stessa quantità di energia sotto forma di idrogeno oppure di gas naturale; l'idrogeno però richiede una energia di pompaggio, sotto forma di pressione, circa tre volte più



grande. Inoltre il diametro ottimale delle tubazioni è di 2 m per l'idrogeno e di 1,4 m per il gas naturale a causa della più bassa viscosità dell'idrogeno. [NITSCH, 1989 in FISHER 1990].

Secondo recenti valutazioni [FISHER, D.1990], il problema dell'infragilimento dei metalli a contatto con l'idrogeno, la necessità di un maggior numero di stazioni di compressione, gli specifici diametri ottimali delle tubazioni e le tenute più stringenti rendono necessario costruire gasdotti separati per il trasporto dell'idrogeno senza poter utilizzare l'estesa rete di metanodotti esistenti.

Esistono esempi di idrogenodotti funzionanti da anni nella Repubblica Federale Tedesca (R.F.T.), negli Stati Uniti d'America (U.S.A.) ed in Inghilterra.

Cronologicamente, il primo impianto per il trasporto di idrogeno su scala commerciale è stata la rete di gasdotti della Chemische Werke Huls AG che funziona sin dal 1938 nella valle della Ruhr (R.F.T.). Tale gasdotto è lungo circa 300 Km e impiega tubazioni di diametro da 15 a 30 cm. Nel prolungato esercizio non si sono mai registrati, per quanto è dato sapere, incidenti degni di rilievo; il che ha dimostrato, pur nei limiti di una esperienza molto parziale, che un idrogenodotto progettato e gestito adeguatamente può non essere più pericoloso di un comune gasdotto per il gas naturale.

Un altro idrogenodotto è gestito, negli U.S.A. dalla Air Products and Chemicals, Inc., a Houston nel Texas: due impianti di "reforming" di metano interconnessi forniscono sia idrogeno che monossido di carbonio a 8 consumatori della zona,

attraverso tubazioni sotterranee lunghe 96 Km, con diametri da 10 sino a 30 cm, a pressioni variabili sino a 55 atm. La pressione nel gasdotto è assicurata da compressori operanti nello stabilimento di reforming e non esistono compressori intermedi.

Occorre anche citare una rete di idrogenodotti presso gli stabilimenti della ICI (Imperial Chemical Industries) nel Teesside (Inghilterra) consistente in 16 Km di tubazione a cielo aperto ed in un serbatoio sotterraneo formato da tre caverne di un giacimento di sale. Detta rete trasporta circa 20.000 ton di idrogeno all'anno alla pressione nominale di 50 atm.

E' opportuno rilevare, infine, che in genere i gasdotti, e quindi in particolare gli idrogenotti, sono interrati per cui non modificano il paesaggio e presentano meno ingombro, ad esempio, rispetto agli elettrodotti.

### 3.B. Trasporto dell'idrogeno liquido

L'idrogeno può anche essere trasportato allo stato liquido mediante tubazioni, ma queste debbono essere isolate termicamente in modo molto accurato perchè la temperatura di liquefazione dell'idrogeno è di  $-253^{\circ}\text{C}$ .

Brevi tubazioni isolate sottovuoto per il trasporto di idrogeno liquido sono usate da anni nelle attività spaziali e negli impianti per la produzione di idrogeno liquido. Queste tubazioni consistono in un tubo centrale, percorso dall'idrogeno, avvolto in uno strato di 2 + 5 cm formato da

numerosi sottilissimi fogli di materiale plastico (Mylar) alluminizzato, ciascun foglio essendo separato dal successivo da una sottile rete di Nylon. Un tubo coassiale esterno racchiude il tutto e costituisce un'intercapedine a tenuta di vuoto.

Questo tipo di tubazione rigida può trasportare idrogeno liquido anche su lunghe distanze, senza perdite dovute alla ebollizione dell'idrogeno liquido, ma è assai costoso ed il suo uso su distanze superiori a poche centinaia di metri si è dimostrato antieconomico.

Usando una tecnica simile a quella dei tubi flessibili è stato possibile costruire tubazioni flessibili per idrogeno liquido, impiegate per riempire autocisterne stradali. Esse presentano scambi termici maggiori di quelli caratteristici nei tubi rigidi, ma sono adatte per brevi connessioni tra serbatoi stazionari e serbatoi su veicoli.

Molti centri NASA (National Aeronautics and Space Administration, U.S.A.) e alcune compagnie private dispongono di reti di distribuzione per fornire idrogeno liquido e gassoso internamente ai propri impianti. Tali reti partono da serbatoi di idrogeno liquido e terminano negli stands dove vengono provati i razzi ed i loro componenti. La canalizzazione di distribuzione dell'idrogeno liquido è formata da tubi rigidi a doppia parete del tipo sopra indicato con tratti il più breve possibile al fine di minimizzare il costo e le perdite di calore. Solitamente, un compressore a pistoncini ed uno

scambiatore di calore sono situati vicino al serbatoio dell'idrogeno liquido rispettivamente per pressurizzarlo alla pressione desiderata per la gassificazione e per aumentare la sua temperatura. Viene così fornito idrogeno gassoso ad alta pressione, dove è richiesto.

Il trasporto dell'idrogeno liquido, su lunghe distanze, mediante tubazione a doppia parete ha un costo proibitivo, a meno che la tubazione stessa non possa essere nello stesso tempo utilizzata come "tubo di energia" (energy pipe). Il concetto di tubo di energia implica l'uso di una temperatura abbastanza bassa da assicurare superconduttività elettrica al materiale della tubazione. La caratteristica più saliente è la totale scomparsa della resistenza elettrica nel superconduttore percorso da corrente e quindi l'annullamento delle perdite per effetto Joule. Il trasporto contemporaneo di idrogeno ed energia elettrica mediante la stessa tubazione rende interessante il trasporto dell'idrogeno liquido nei tubi; in tal senso si stanno sviluppando molte ricerche.

Un altro metodo in uso corrente negli U.S.A. per trasportare su lunghe distanze grandi quantitativi di idrogeno liquido è l'impiego di contenitori a doppia parete e vuoto d'aria tra le pareti stesse; tali contenitori vengono trasportati su strada a mezzo autocarri con rimorchio, per ferrovia su appositi carri ferroviari, per mare su chiatte.

In conseguenza della bassissima temperatura dell'idrogeno liquido e perciò della sua scarsa reattività

chimica, l'idrogeno liquido non presenta problemi di infragilimento dei metalli dovuto a formazione di idruri; ma alcuni materiali da costruzione si infragiliscono per semplice effetto della bassa temperatura. Tuttavia, numerose leghe di alluminio, acciai a basso tenore di carbonio e acciai inossidabili conservano adeguata duttilità alla temperatura dell'idrogeno liquido.

### 3.C. Accumulo dell'idrogeno

E' possibile accumulare idrogeno allo stato gassoso o liquido, sotto forma di idruri metallici e per assorbimento in idrocarburi aromatici.

L'accumulo di  $H_2$  sotto qualsiasi forma presenta molte difficoltà, infatti, oltre i costi, vi sono problemi non indifferenti di sicurezza, di perdite per fughe, evaporazioni, etc., come si accennerà successivamente, talchè rispetto alle quantità prodotte nel mondo, la percentuale immagazzinata per tempi lunghi è molto piccola. L'idrogeno appena prodotto viene consumato dagli stessi produttori che lo trasformano in ammoniaca, metanolo ecc. entro i confini degli stessi impianti di produzione. L'eventuale eccedenza della produzione viene venduta in parte a consumatori vicini ed in parte bruciata essendo l'accumulo poco conveniente.

#### 3.C.1. Accumulo di idrogeno gassoso

A temperatura e pressioni normali (20 °C e 1 atm), l'idrogeno pesa soltanto 0,081 gr/litro da confrontare con 1,22

gr/litro per l'aria e 0,64 gr/litro per il metano. Pertanto l'immagazzinamento di 1 Kg di idrogeno alla pressione di 1 atm richiede un volume di 12.350 litri =  $12,3 \text{ m}^3$ . Una energia equivalente è contenuta in 2,88 Kg. di benzina, che occupano 4,1 litri.

Lo stoccaggio di idrogeno gassoso in serbatoi metallici a pressione è una soluzione adatta solo per impieghi specifici e limitati: sono infatti richiesti pesi notevoli per unità di energia immagazzinata. Per es. alla pressione di 136 atm l'idrogeno gassoso, in una bombola di acciaio, pesa circa 30 volte più del quantitativo energeticamente equivalente di benzina e il 99% del peso è costituito dal contenitore che presenta inoltre un volume circa 24 volte maggiore.

Negli U.S.A. i due maggiori produttori di idrogeno commerciale, la "Air Product and Chemical Incorporated" e la "Union Carbide, Linde Division", producono, immagazzinano e distribuiscono correntemente quantitativi industriali di idrogeno gassoso in bombole portatili "K bottles" o batterie di bombole ad alta pressione, 400 atm, la pressione più elevata ammessa per il trasporto di gas in bombole. A tale pressione il volume richiesto per immagazzinare 1 Kg di idrogeno a temperatura normale è 30 litri.

Per l'immagazzinamento di grandi quantitativi di idrogeno si può ricorrere alle caverne scavate nei giacimenti di sale ed all'uso di falde acquifere e di giacimenti esauriti di idrocarburi. Tali tecniche sono già utilizzate per il gas

naturale. Si ricorda, infine, che la stessa rete di trasporto e distribuzione, grazie alla rilevante pressione di esercizio può permettere l'accumulo di una quantità di gas pari a quella trasportata in qualche ora.

Non si può escludere infine, in una futura economia dell' $H_2$  vedere grandi accumuli di gas, come quello del gas di città di molti anni fa, formati da campane rovesciate su un bacino d'acqua che assicurava la tenuta inferiore. Tali serbatoi, sebbene molto voluminosi, erano tuttavia sicuri ed affidabili.

### 3.C.2. Accumulo di idrogeno liquido

La tecnologia dell'idrogeno liquido è stata sviluppata nell'ambito delle attività spaziali.

L'idrogeno liquido è un fluido incolore, di apparenza molto simile all'acqua. La produzione di idrogeno liquido richiede da 10 a 11 KWh per ogni Kg dello stesso. Poichè il potere calorifico inferiore (Pci) dell'idrogeno è 33,3 KWh/Kg, per liquefare una certa quantità di idrogeno occorre fornire un terzo dell'energia che la stessa quantità di idrogeno svolge quando viene bruciata.

Allo stato liquido, 1 kg. di idrogeno occupa 14,3 litri e deve essere mantenuto a bassissima temperatura ossia  $-253\text{ }^\circ\text{C}$ , cioè solo 20 gradi al disopra dello zero assoluto.

E' quindi molto importante l'isolamento termico perchè, come detto, la temperatura di ebollizione ( $-253\text{ }^\circ\text{C}$ ) ed il calore di evaporazione di 446 Joule per grammo determinano una

intensa evaporazione.

Utilizzando contenitori con intercapedine sotto vuoto coibentata con Mylar alluminizzato, si hanno perdite per evaporazione di circa 1% al giorno per capacità di 100 ÷ 400 litri. Ovviamente per serbatoi di dimensioni maggiori dove il rapporto S/V è minore anche le perdite sono minori.

Per serbatoi di capacità superiore ad alcuni m<sup>3</sup>, sempre con intercapedine sotto vuoto, si può usare come isolante la perlite, cioè mica espansa con prestazioni e costi inferiori.

L'immagazzinamento in serbatoi di grandi dimensioni dell'idrogeno liquido presenta però il problema della stratificazione della temperatura, similmente a quanto avviene per il gas naturale liquefatto. Il liquido sul fondo del serbatoio è sottoposto ad una pressione idrostatica più alta di quella degli strati superiori; come conseguenza la temperatura di ebollizione del liquido aumenta rispetto al valore che si ha in superficie e con il passare del tempo si formano due strati, uno con tensione di vapore relativamente bassa in alto ed un altro strato con tensione di vapore più elevata in basso. Lo strato freddo in alto, per effetto della sua minor temperatura, risulta più denso dello strato sul fondo e questo crea una condizione di instabilità. Se, ad esempio, il serbatoio viene agitato, i due strati si possono ribaltare producendo così immediatamente un forte aumento della pressione nel serbatoio ed un inizio di ebollizione nel liquido. Questo fenomeno ha causato la rottura di alcuni dei primi serbatoi di idrogeno liquido: la tubazione di sfiato non era stata dimensionata in



misura sufficiente per smaltire il vapore e la pressione aumentava abbastanza da rompere il serbatoio.

Nei serbatoi molto grandi il problema è stato risolto mescolando lentamente il liquido, mentre in quelli più piccoli si procede introducendo nel serbatoio una quantità di lana di alluminio sufficiente per occupare fino all'1% del volume del serbatoio.

### 3.C.3. Accumulo in idruri metallici

Per immagazzinare l'idrogeno a temperatura ambiente si può ricorrere agli idruri metallici. Tali composti agiscono come "spugne": assorbono l'idrogeno e successivamente lo rilasciano, in modo controllabile.

Il motivo principale per cui gli idruri vengono proposti come accumulatori di idrogeno è che essi riescono ad incorporare quantità notevoli di idrogeno: è possibile assorbire più idrogeno in un idruro metallico di quanto ne sia contenuto in un medesimo volume di idrogeno liquido.

Come ordine di grandezza si può dire che la densità di energia è per gli idruri metallici di  $500 \div 2.500$  Wh/Kg di idruro, in funzione del tipo di metallo considerato, da confrontare con 11.000 Wh/Kg per la benzina e con 33.000 Wh/Kg per l'idrogeno puro.

Viceversa un Kg di idrogeno sotto forma di idruri metallici occupa un volume di circa 10 litri da confrontare con i 14,3 l dell'idrogeno liquido, a  $-253$  °C, e con i 30 l dell'idrogeno gassoso a 400 atm.

Il meccanismo di formazione degli idruri metallici è il seguente: quando si porta idrogeno gassoso a contatto con il metallo, ad elevata pressione e temperatura, le molecole di idrogeno tendono ad entrare nel reticolo cristallino del metallo, dissociandosi in atomi ed occupando i vuoti tra gli atomi metallici (siti interstiziali) come in una lega; lo stato solido viene così mantenuto.

Poiché nei cristalli dei metalli i siti interstiziali sono presenti in gran numero, essi sono in grado di accogliere grandi quantitativi di idrogeno: in molti idruri il numero degli atomi di idrogeno nel cristallo è due o tre volte quello degli atomi del metallo stesso.

La tecnologia degli idruri metallici è stata sperimentata presso alcune Società e Centri di Ricerca tra i quali ricordiamo la Philips di Eindhoven, i Laboratori Nazionali di Brookhaven e l'Istituto Battelle di Ginevra.

Tra i numerosi idruri metallici esaminati, i più interessanti sono l'idruro di magnesio ( $MgH_2$ ) - (idruro binario, costituito da idrogeno e un solo metallo) - e l'idruro di ferro titanio ( $FeTiH_n$  con  $n \leq 2$ ) idruro ternario, composto dell'idrogeno e due differenti metalli.

Per trasformare una lega metallica in un idruro accumulatore di idrogeno è necessario "idrurare" per la prima volta la lega. La reazione di idrurazione procede a partire dalla superficie esterna della lega verso l'interno con una pressione dell'idrogeno notevolmente più alta della pressione di equilibrio in modo che la reazione può procedere

rapidamente.

L'assorbimento di idrogeno è accompagnato da una dilatazione del materiale; per esempio la lega FeTi ha una densità di  $6,49 \text{ gr/cm}^3$ , ma quando la stessa lega è idrurata, la sua densità scende a  $5,47 \text{ gr/cm}^3$ , ossia durante il ciclo di assorbimento-desorbimento il volume della lega varia dell'11%.

Un inconveniente che si può verificare, dopo che il metallo è stato attivato, è che il metallo stesso venga "avvelenato", cioè disattivato, dalla presenza di contaminanti quali aria, monossido di carbonio e anidride solforosa che possono essere presenti nell'idrogeno gassoso. In genere l'avvelenamento non è permanente e può essere eliminato ripetendo la procedura di attivazione eseguita per il materiale vergine.

#### 4. USI DELL'IDROGENO

##### 4.A. Stato attuale

L'idrogeno è impiegato nella sintesi dell'ammoniaca, del metanolo, delle benzine, dell'acido cloridrico, per produrre cicloparaffine da idrocarburi aromatici, ammine da nitrili, nell'idrogenazione di oli grassi ecc. Nell'industria spaziale è impiegato allo stato liquido come propellente per missili dove brucia con l'ossigeno (anche esso immagazzinato allo stato liquido). L'idrogeno liquido è usato in fisica nelle camere a bolle per seguire e fotografare particelle subnucleari. Plasmi di idrogeno ad alta temperatura vengono esaminati nei programmi per lo studio di reattori a fusione termonucleare controllata.

##### 4.B. Prospettive a medio termine

Miscele di gas naturale e idrogeno (quest'ultimo in percentuali sino al 60%) potrebbero essere impiegate per usi domestici ed industriali con adeguati adattamenti delle installazioni [ROBOTTI, 1982 pag.129].

L'idrogeno gassoso non presenta problemi particolari per la sua combustione; peraltro occorrono volumi di idrogeno tre volte maggiori rispetto al gas naturale per produrre la stessa quantità di calore. Sono, inoltre, necessarie modifiche per adattare i bruciatori a fiamma aperta poichè le velocità dei flusci sono sensibilmente più elevate.

Nella combustione dell'idrogeno in aria con fiamma libera, gli unici prodotti inquinanti che vengono immessi nell'ambiente sono gli ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ) che possono

formarsi ad alta temperatura in aria durante la combustione.

Sono invece completamente assenti tutti gli altri prodotti inquinanti emessi dalla combustione dei fossili, dagli ossidi di zolfo a quelli di carbonio, alle polveri, agli idrocarburi incombusti.

Le principali caratteristiche della combustione dell'idrogeno sono:

- la combustione avviene con fiamma non luminosa;
- a rapporto stechiometrico di miscela, la temperatura della fiamma idrogeno/aria (2400 °K) è più elevata di quella della fiamma metano/aria (2190 °K);
- la velocità di fiamma dell'idrogeno è molto elevata, circa 10 volte quella del metano;
- i limiti di infiammabilità (Vol.%) della miscela metano/aria sono compresi tra i rapporti di miscela 5 e 15, mentre per quella idrogeno/aria i limiti si allargano notevolmente e sono compresi tra 4 e 75;
- l'energia da fornire per l'accensione dell'idrogeno in aria è nettamente inferiore a quella occorrente per il metano: 0,02 mJ rispetto a 0,3 mJ per il metano.

Quest'ultima caratteristica favorisce la combustione catalitica dell'idrogeno, che è invece difficile da innescare con il gas naturale. E' quindi possibile realizzare un riscaldamento senza fiamma, mantenendo il letto catalitico a temperatura molto bassa, ad es. 100 °C; a tale temperatura non si formano ossidi di azoto, con ciò eliminando l'unico eventuale inquinamento dovuto alla combustione dell'idrogeno.

Ricerche sperimentali su bruciatori catalitici per idrogeno sono state condotte presso l'"Institute of Gas Technology" di Chicago ricavando rendimenti di combustione migliori che con la combustione a fiamma (85% in luogo di 70%).

#### 4.C. Prospettive a lungo termine

In una prospettiva di sviluppo a medio-lungo termine del mercato dell'idrogeno come combustibile e come vettore energetico è interessante esaminare le applicazioni associate alle seguenti nuove tecnologie e settori di impiego:

- pile o celle a combustibile;
- livellamento del carico delle centrali elettriche;
- trasporti aerei;
- trasporti terrestri.

##### 4.C.1. Celle a combustibile

A differenza degli altri combustibili, l'idrogeno presenta il notevole vantaggio di poter essere utilizzato elettrochimicamente per la generazione diretta di elettricità, mediante pile o celle a combustibile (Fuel cells). Una pila a combustibile è costituita essenzialmente da due elettrodi separati da un elettrolita. Differentemente dagli accumulatori e dalle pile elettriche tradizionali, gli elettrodi non subiscono modifiche di struttura nel corso delle reazioni, ma svolgono unicamente una funzione di supporto delle reazioni stesse, dato che i reagenti ( $H_2$  e  $O_2$ ) sono immagazzinati all'esterno della pila e vengono forniti con continuità alla

cella.

L'interesse per le pile a combustibile come generatori di potenza deriva da alcune loro caratteristiche e cioè il rendimento elevato, l'inquinamento ambientale praticamente nullo e la modularità.

I diversi tipi di celle a combustibile sono caratterizzati dal loro elettrolita. Si hanno, così, le celle ad acido fosforico (PAFC), a carbonati fusi (MCFC), ad ossidi solidi (SOFC), alcaline (AFC) e ad elettrolita polimerico (PEFC). Ciascun tipo ha differenti vantaggi e svantaggi per specifiche applicazioni e ciascuno si trova ad un proprio stadio di sviluppo. Alcune importanti caratteristiche sono riportate di seguito [FISHER,1990]:

| <u>Tipo di cella</u> | <u>Temperature</u> | <u>Rendimento</u> |
|----------------------|--------------------|-------------------|
| PAFC                 | 150-220 °C         | 40 ÷ 50 %         |
| MCFC                 | 600-700 °C         | 50 ÷ 60 %         |
| SOFC                 | 900-1000 °C        | 50 ÷ 60 %         |
| AFC <sup>2</sup>     | 120-250 °C         | 70 %              |
| PEFC                 | ≤ 120 °C           |                   |

Utilizzando le celle a combustibile è quindi possibile produrre con l'idrogeno elettricità sia per singole utenze che per la rete elettrica.

Tale possibilità permetterebbe di superare il problema

---

2.funziona con idrogeno e ossigeno puri [da: FISHER,1990]

del trasporto e immagazzinamento delle grandi quantità di energia elettrica che potrebbero essere prodotte a basso costo in determinate aree geografiche (ad es. idroelettricità del Canada ed altrove) o anche di quella aleatoria prodotta da fonti rinnovabili (solare, eolico). L'idrogeno prodotto da tali fonti, ad es. mediante elettrolisi, verrebbe trasportato presso le utenze dove le celle a combustibile lo ritrasformerebbero in energia elettrica con le caratteristiche volute.

#### 4.C.2. Livellamento del carico delle centrali elettriche

Attualmente l'unico modo commercialmente conveniente per immagazzinare energia elettrica, facilmente utilizzabile nei momenti di elevata richiesta, è l'impiego di centrali idroelettriche di generazione e di pompaggio.

Tra gli altri sistemi considerati, l'utilizzo dell'idrogeno nelle celle a combustibile durante i periodi di picco si prospetta interessante, come dimostra un esperimento effettuato negli anni '70 dalla "Public Service Electric and Gas Company" del New Jersey, U.S.A.

Il sistema consisteva di un accumulo di idrogeno sotto forma di Kg.6,4 di idruro di ferro-titanio. Nei periodi di bassa richiesta l'idrogeno veniva prodotto mediante elettrolisi e immagazzinato nel serbatoio a idruri; il ciclo di assorbimento-desorbimento si svolgeva una volta al giorno. Nei periodi di picco di richiesta dell'elettricità, il serbatoio dell'idruro veniva riscaldato (con acqua a 45°C) e forniva idrogeno ad una cella a combustibile "Pratt e Whitney" da 12,5



KW che produceva elettricit .

#### 4.C.3. Trasporti aerei

Da molti anni   stato proposto di utilizzare l'idrogeno liquido come combustibile nei trasporti aerei, in quanto a parit  di energia prodotta, l'idrogeno pesa circa tre volte meno del carboturbo. Poich  in un aereo commerciale una larga frazione del carico trasportato   costituita dal combustibile, la convenienza potenziale dell'idrogeno potrebbe risultare interessante.

Tale vantaggio   comunque ridotto dato il notevole peso richiesto per isolare termicamente l'idrogeno liquido. Ad esempio su base peso l'idrogeno produce 33,3 KWh/Kg contro 12,0 KWh/Kg per gli idrocarburi; dato per  che la densit  dell'idrogeno liquido   pari ad  $\sim 1/10$  di quella degli idrocarburi (0,07 Kg/l contro  $\sim 0,7$  Kg/l per gli idrocarburi), il volume occupato dai serbatoi ad idrogeno liquido sarebbe circa 4 volte quello degli attuali serbatoi a carboturbo.

Un altro elemento che gioca a favore dell'idrogeno   la maggiore spinta, a parit  di portata del getto. Infatti il minor peso molecolare dei gas combusti (2 rispetto a  $\sim 170$ ) produce una pi  elevata velocit  di efflusso.

Molte societ , tra le quali la Lockheed e la Boeing Aircraft Corporation, hanno condotto studi di fattibilit  di aerei subsonici e supersonici alimentati ad idrogeno liquido.

Nel caso dei veicoli supersonici, l'interesse per

l'idrogeno è accentuato grazie al suo elevato contenuto energetico ed alle grandi energie in gioco.

Sinteticamente si può dire che l'idrogeno liquido per le sue caratteristiche (maggior volume, minor peso, assenza di C e S) permette di aumentare l'autonomia di volo, richiede aerei leggermente più ampi e produce un minor inquinamento ambientale ed un funzionamento più silenzioso rispetto agli attuali.

Molta sperimentazione è stata eseguita sulla combustione dell'idrogeno nelle turbine a gas e l'esperienza raccolta indica che il funzionamento è affidabile e privo di inconvenienti di particolare rilievo.

Gli ostacoli principali sono collegati ai problemi dell'accumulo e della manipolazione di grandi quantità di idrogeno liquido.

Come ordine di grandezza è stato calcolato [WINTER e NITSCH, 1988, pag.49] che in un grande aeroporto sarebbe, oggi, necessario trattare dalle 1000 alle 1500 t di idrogeno liquido al giorno.

#### 4.C.4. Trasporti terrestri

L'uso dell'idrogeno come combustibile per autoveicoli pone notevoli problemi per il volume ed il peso dei serbatoi necessari per assicurare una autonomia uguale a quella consentita dagli attuali serbatoi di benzina e di gasolio.

Un serbatoio di idrogeno liquido che assicuri la stessa autonomia di un serbatoio a benzina è due volte più pesante ed ha un volume da 5 a 6 volte maggiore [DE LUCHI, 1989 in FISHER,

1990].

Dal punto di vista della fattibilità tecnica, veicoli con motore a combustione interna ad idrogeno liquido sono stati positivamente sperimentati in Germania, in Giappone ed in U.S.A.

E' stato valutato sperimentalmente che la perdita dal serbatoio per evaporazione è del 6% al giorno e che in futuro potrebbe essere ridotta fino all'1% [BUCHNER, 1983 in FISHER, 1990]. L'idrogeno che si perde dai serbatoi deve essere opportunamente contenuto o convertito cataliticamente in acqua per prevenire l'accumulo e, quindi, la deflagrazione in ambienti chiusi. Non si può infatti odorizzare l'idrogeno liquido in quanto per liquefarlo è necessario che sia puro, oltre al fatto che richiede una notevole quantità di energia.

Peraltro anche la realizzazione di una rete di distribuzione dell'idrogeno liquido per utenti terzi, dati i problemi di sicurezza, si può ipotizzare solo nel lungo periodo.

Nei motori a combustione interna l'idrogeno può essere miscelato con l'aria o fuori dai cilindri (miscelazione o carburazione esterna) o dentro i cilindri (miscelazione interna). Quest'ultima modalità ha il vantaggio di fornire il 120% della potenza di un motore a combustione interna a benzina ed inoltre non ci sono problemi di pre-accensione o di ritorno di fiamma.

La miscelazione esterna dell'idrogeno, invece, produce solo il 65% della potenza rispetto alla benzina. L'idrogeno

deve essere però fornito alla pressione di 100 bar. Ciò esclude la possibilità di combinare la miscelazione interna con un sistema di accumulo ad idruri metallici perchè in quest'ultimo caso l'idrogeno è fornito ad una pressione di 30 ÷ 50 bar e l'immissione di un compressore non sarebbe conveniente per la notevole potenza che richiederebbe.

Le opzioni possibili sono l'idrogeno liquido opportunamente iniettato all'interno dei cilindri o l'idrogeno compresso a 300 bar. Escludendo quest'ultimo per ragioni di sicurezza, le opzioni che rimangono sono: l'idrogeno liquido con miscelazione interna, idrogeno liquido o idruri metallici con miscelazione esterna [FISHER, 1990].

L'accumulo con idruri metallici abbinato al motore a combustione interna sembra indicato, allo stato attuale della tecnologia, per veicoli con autonomia fino a 150 ÷ 180 Km. In tale range di autonomia esso dovrà però competere anche con i veicoli elettrici a batteria [WINTER e NITSCH, 1988, pag.260 e 287].

Gli autoveicoli elettrici con cella a combustibile ad idrogeno sembrano essere in prospettiva interessanti, perchè le celle hanno alti rendimenti e, quindi, si potrebbero realizzare veicoli con buona autonomia non inferiore a quella che oggi si ha con i sistemi tradizionali di autotrazione.

In particolare, le celle a combustibile ad elettrolita alcalino (AFC: Alkaline Fuel Cell) operano a bassa temperatura (120 + 250 °C), hanno rendimenti elevati (~70%) e contenuti tempi di partenza a freddo. Si tratta di una tecnologia molto

innovativa che utilizza idrogeno ed ossigeno puri e che oggi può essere considerata matura solo per il settore spaziale. Nel settore dei trasporti terrestri sono necessari sostanziali sviluppi atti a ridurre il peso ed il volume. Infatti attualmente le celle a combustibile pesano circa il doppio rispetto ai motori a combustione interna di potenza confrontabile.

Da anni ricerche e sperimentazioni in merito vengono condotte soprattutto in U.S.A., In Giappone e nella Comunità Europea. Di seguito si riportano, a titolo di esempio, alcuni cenni su specifiche nuove iniziative:

a) in U.S.A., nel giugno 1991 lo scienziato-tecnologo Roger E.BILLINGS ha presentato ufficialmente ad Harrisburg, capitale della Pennsylvania (U.S.A.), la sua vettura ad idrogeno assieme ai dirigenti dello "State energy office" di quello Stato che hanno sponsorizzato buona parte delle ricerche.

Si tratta di una autovettura Ford Fiesta, di fabbricazione inglese, azionata da un motore elettrico alimentato dalla corrente prodotta da una cella a combustibile che impiega idrogeno e aria. L'idrogeno a sua volta viene fornito attraverso l'elettrolisi dell'acqua.

L'innovativa "fuel cell" che è stata brevettata con il nome di "Laser Cell TM" per significare che certe parti sono state realizzate con la tecnologia del laser, adotta un catalizzatore nel quale il platino è presente solo in minima parte ed utilizza l'aria al posto dell'ossigeno puro. Il suo peso è solo circa 100lb (45 kg.).

L'idrogeno è contenuto, sotto forma di idruro metallico (FeTiMn), in un serbatoio che pesa 300 libbre (oltre 135 Kg.). In base alle prove finora completate, il sistema di Billings sembra assicurare una autonomia di quasi 500 Km ed una velocità massima di 130 Km/h. Per fare il pieno di idrogeno occorrono almeno 8 ore utilizzando un semplice ed affidabile elettrolizzatore.

Billings prevede di poter commercializzare la sua tecnologia non prima del 1993, mentre autorevoli critici parlano del 2005 ed i più pessimisti del 2025.

Considerata la limitatezza delle notizie tecniche, non è possibile, al momento, esprimere un giudizio complessivo sull'affidabilità e sulla convenienza tecnico-economica.

b) In Giappone la società MAZDA ha dichiarato che entro la fine del 1991 presenterà la sua autovettura ad idrogeno. Inoltre, almeno la NISSAN e la TOYOTA risultano impegnati nel settore dell'autotrazione ad idrogeno mentre la TOSHIBA coltiva il settore delle celle a combustibile. In particolare, la società NISSAN da alcuni anni fornisce un rilevante sostegno finanziario ed organizzativo al Musashi Institute of Technology di Tokyo. Questo Istituto, presieduto e diretto dal Prof. Furuhamo, ha accumulato da circa 20 anni una notevole ed approfondita esperienza nel settore dei motori delle auto ad idrogeno. Le relative notizie sono piuttosto riservate avendo, potenzialmente, un elevato interesse commerciale. Sembra, comunque, che i recenti risultati conseguiti al Musashi sono molto importanti e, forse, in grado di far prevedere un salto

di qualità nella tecnologia dell'autotrazione ad idrogeno.

c) In Europa, infine, il progetto EUREKA prevede di sviluppare un autobus da città ad idrogeno liquido entro i prossimi due anni. Nell'ottobre 1993 dovrebbe iniziare la sperimentazione su strada, probabilmente in Olanda, dei nuovi prototipi.

Tale progetto ha un finanziamento totale di 4 milioni di ECU (circa 6 miliardi di lire) e vede la partecipazione di quattro importanti società europee: la belga ELENCO fornirà le celle a combustibile; la francese SAFT OF FRANCE gli accumulatori al nickel cadmio; l'italiana ANSALDO, i sistemi di trazione elettrica a 600 V ed infine l'olandese AIR PRODUCTS che si occuperà della produzione dell'idrogeno.

## 5. SICUREZZA AMBIENTE E COSTI

### 5.A. Sicurezza

Si riportano di seguito alcuni dati sulle proprietà fisiche e fisico-chimiche dell'idrogeno, del metano (gas naturale) e del propano [WINTER e NITSCH, 1968]:

|  | H <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> |
|--|----------------|-----------------|-------------------------------|
| Densità del gas <sup>(a)</sup> (Kg/m <sup>3</sup> )            | 0,08           | 0,65            | 1,87                          |
| Temperatura di accensione (°C)                                 | 585            | 540             | 487                           |
| Energia minima di accensione<br>in aria (mJ)                   | 0,02           | 0,29            | 0,26                          |
| Limiti di infiammabilità<br>in aria (Vol%)                     | 4÷75           | 5,3÷15          | 2,1÷9,5                       |
| Limiti di detonabilità in aria (Vol%)                          | 13÷59          | 6,3÷14          |                               |
| Potere calorifico inferiore (kJ/g)                             | 120            | 50              | 46                            |
| Miscela stechiometrica in aria (Vol%)                          | 29,5           | 9,5             | 4,0                           |
| Diffusività in aria (cm <sup>2</sup> /s)                       | 0,61           | 0,16            | 0,12                          |
| Energia di esplosione (KgTNT/m <sup>3</sup> ) <sup>(b)</sup>   | 2,02           | 7,03            | 20,5                          |
| Energia di esplosione<br>(g TNT/g combustibile) <sup>(b)</sup> | 24             | 11              | 10                            |

(a): T= 20 °C; P= 1 atm;

(b): valore teorico massimo; valore effettivo: -10%

Dal confronto dei dati potrebbe risultare molto preoccupante il valore relativamente basso dell'energia minima



di accensione rispetto a quella del propano e del metano (circa 1/10). In realtà anche i valori di questi ultimi sono in assoluto bassi e facilmente raggiungibili per cui alla fine il confronto risulta poco significativo.

L'idrogeno è molto leggero ed all'aperto si disperde molto rapidamente ossia ha una notevole "diffusività". Infatti, la bassa densità dell'idrogeno favorisce l'innescò di moti traslatori molecolari, caratteristica che esprime la capacità di un gas a trasferirsi per effetto di uno squilibrio della sua concentrazione in miscela con un altro gas, in particolare l'aria.

Come conseguenza della alta diffusività, l'idrogeno ha un tasso di perdita volumetrico molto alto, tre volte quello del metano. Ciò rende necessari accorgimenti particolari per le tenute, le guarnizioni, gli organi rotanti ecc.

L'alta diffusività, d'altra parte gioca a favore dell'idrogeno per altri aspetti; all'aperto, per esempio, il rischio di esplosione è praticamente nullo.

Una delle caratteristiche più pericolose dell'idrogeno è la sua elevata velocità di combustione che aumenta la violenza di un incendio e che, in ambienti parzialmente o totalmente chiusi, rende più probabile il passaggio dalla combustione alla denotazione. Non sono ben note le condizioni che determinano tale passaggio né quali siano gli inibitori di processo più efficaci.

L'energia di esplosione volumetrica è un parametro interessante per caratterizzare la pericolosità dei

combustibili gassosi. Di solito si esprime in kg di trinitrotoluene (TNT:tritololo) per  $m^3$  di gas a temperatura e pressione normale (20 °C, 1 atm).

Il valore teorico massimo dell'energia di esplosione volumetrica è per il metano di -7 (KG TNT/ $m^3$ ), per il propano -20 e per l'idrogeno -2.

Esperimenti ed analisi indicano che l'energia effettivamente rilasciata è -10% dei corrispondenti valori teorici massimi [WINTER e NITSCH, 1988, p.87], il che significa che l'energia rilasciata a parità di peso non è molto diversa dagli esplosivi tradizionali.

Inoltre, l' $H_2$  gassoso presenta alcuni aspetti specifici quali, ad esempio, la possibilità di determinare, ad alte pressioni e temperature, infragilimento (embrittlement) negli acciai, l'invisibilità della fiamma alla luce del giorno, l'inodorousità (per cui è necessario odorizzarlo come il metano). Peraltro l'aggiunta di odorizzanti al gas complica notevolmente il processo di liquefazione, nel caso in cui ovviamente deve essere attuato il processo di liquefazione.

Grandi quantità di idrogeno sono state prodotte, trasportate e utilizzate in questi ultimi anni, specialmente dall'industria chimica, petrolchimica e spaziale senza alcun incidente di rilievo. Si è così acquisita una esperienza che ha consentito in molti Stati la formulazione di precise e dettagliate norme di impiego per vari usi. In particolare, in U.S.A, il U.S. National Bureau of Standards ha effettuato studi approfonditi sulla sicurezza dell'uso dell'idrogeno come

combustibile generico e come carburante per le auto, arrivando alla conclusione che l'adozione di una specifica normativa rende l'idrogeno non più pericoloso di altri combustibili in commercio.

In Italia esistono riferimenti normativi per il trasporto dell'idrogeno gassoso (D.M.15.1.80) e per il trasporto su strada dell'idrogeno liquido (D.M. 7.4.71). Per le altre fasi del processo, in mancanza di riferimenti specifici, va tenuta presente la normativa sui gas combustibili (Legge 1083 del 6.12.71), la normativa di prevenzione incendi e quella per la prevenzione degli incidenti sul lavoro. In particolare si può utilizzare la cosiddetta legge del metano (D.M. 24.11.84) ed il decreto che recepisce la direttiva C.E.E. concernente i rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali (D.P.R. 175 del 17.5.88).

E' importante, infine, ricordare che l'International Standards Organization (ISO) delle Nazioni Unite (U.N.) ha deciso la costituzione di uno specifico comitato tecnico, U.N.-I.S.O./T.C. 197:Hydrogen Energy International Standards. Tale comitato ha tenuto il suo primo incontro di lavoro a Zurigo nel giugno 1990 [LUFFI e VEZIROGLU, 1991] decidendo di affidare il proprio segretariato alla Svizzera; sono stati costituiti 10 sottocomitati che affronteranno tutti gli aspetti dell'idrogeno come vettore energetico ed i cui segretariati sono stati assegnati a Canada (3 sottocomitati) Germania (2), U.S.A. (3), Cina e Belgio.

### 5.B. Ambiente

L'idrogeno può essere considerato un combustibile "pulito" in confronto con i combustibili attuali. La combustione di un Kg di idrogeno produce una quantità di calore uguale a quella prodotta da -3 Kg di idrocarburi e come prodotto della combustione 9 Kg d'acqua senza CO<sub>2</sub>; gli stessi 3 kg di idrocarburi producono invece 4,5 Kg di acqua e 11 Kg di CO<sub>2</sub>.

La combustione dell'idrogeno in aria produce sostanzialmente acqua, ma la composizione in equilibrio dei gas combusti è formata anche da altri prodotti: con miscele povere di idrogeno si producono quantità di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) sufficienti per poter essere considerate inquinanti. A miscela stechiometrica l'idrogeno produce un minimo di prodotti inquinanti (meno di 0,1 parti per milione in peso) a differenza della benzina che a rapporto stechiometrico di miscela produce quantità sensibili di ossido di carbonio. Con rapporti di miscela ricchi, nei prodotti di combustione si osservano idrogeno incombusto e tracce di ammoniaca, scompaiono invece gli ossidi di azoto.

L'uso dell'idrogeno nelle celle a combustibile ed in processi di combustione catalitica è assolutamente ecologico perchè non sono prodotti gli ossidi di azoto.

Nella produzione di idrogeno mediante elettrolisi si ottiene anche ossigeno che potrebbe essere impiegato per ridurre l'inquinamento ambientale, ad esempio, fornendolo alle

acque di fiumi e di laghi migliorando così la loro qualità.

Come è noto, la Linde Division della Union Carbide Corporation ha sviluppato un processo secondo il quale si estrae acqua da un fiume o da un lago e la si fa fluire sotto pressione in una tubazione nella quale viene iniettato ossigeno, che in tal modo si scioglie nell'acqua. L'acqua così ottenuta viene poi restituita al fiume dove si mescola con l'acqua del fiume stesso, accelerando il processo di degradazione dei prodotti organici inquinanti. Gli impianti U.S.A. che hanno incorporato tale processo hanno ottenuto una netta diminuzione dei materiali organici e un aumento della percentuale di ossigeno presente nell'acqua, elemento necessario per la vita dei pesci.

Nei processi di incenerimento dei rifiuti solidi, uno dei problemi principali è la incompleta combustione dei rifiuti stessi che sarebbe eliminata dall'uso dell'ossigeno in eccesso. Inoltre l'utilizzo dell'ossigeno produce i vantaggi della più elevata temperatura di fiamma e della maggiore velocità delle reazioni chimiche.

### 5.C. Costi

Le seguenti stime di costo sono tratte dalla recente pubblicazione (ottobre 1990) dello Stockholm Environment Institute [FISHER, 1990].

#### 5.C.1. Costo di produzione

Il costo di produzione dell'idrogeno nel 1988 (BROWNE e

TAKAHASHI) è stato:

- \$ 6,98/GJ da "steam reforming" del gas naturale;
- \$ 14,67/GJ da gassificazione del carbone;
- \$ 46,18/GJ da elettrolisi (costo dell'elettricità: \$ 0,10/KWh) ( $1\text{GJ} = 10^9 \text{ J} = 278 \text{ KWh} = 239.000 \text{ Kcal}$ ).

Il costo di produzione dell'idrogeno elettrolitico dipende principalmente dal costo dell'elettricità. Per costi di investimento per l'elettrolizzatore da 250 a 1340 \$/KW, nella seguente tabella sono riportati sia i costi di produzione previsti in funzione del costo dell'elettricità sia quelli previsti per le altre fasi del ciclo. Tutti i costi sono espressi in \$/GJ.

|                                       | Costo dell'elettricità: \$/KWh |           |           |
|---------------------------------------|--------------------------------|-----------|-----------|
|                                       | 0,02                           | 0,035     | 0,06      |
| A. Produzione                         | 9,0÷12,0                       | 14,0÷18,0 | 22,0÷28,0 |
| B. Accumulo                           | 0,2÷0,8                        | 0,2÷0,8   | 0,2÷0,8   |
| C. Trasporto in gasdotto<br>(1600 Km) | 1,2÷1,6                        | 1,6÷1,9   | 1,8÷2,0   |
| D. Distribuzione                      | 1,5÷2,0                        | 1,5÷2,0   | 1,5÷2,0   |
| E. Stazioni per LH <sub>2</sub>       | 2,5÷3,2                        | 3,0÷3,8   | 3,8÷4,8   |
| F. Liquefazione dell'idrogeno         | 4,0÷8,0                        | 5,0÷9,0   | 6,0÷10,0  |

Quindi, in base alle diverse utilizzazioni, si hanno i seguenti costi totali:

|                 | Costo dell'elettricità: \$/KWh |       |       |
|-----------------|--------------------------------|-------|-------|
|                 | 0,02                           | 0,035 | 0,06  |
| 1.: A+B+C       | 10÷14                          | 16÷21 | 24÷31 |
| 2.: A+B+C+D     | 12÷16                          | 17÷23 | 26÷33 |
| 3.: A+B+C+D+E+F | 19÷27                          | 25÷36 | 36÷48 |

I precedenti risultati numerici relativi all'accumulo, al trasporto in gasdotto ed alla distribuzione dell'idrogeno rivelano che i costi sono contenuti e confrontabili con quelli del gas naturale. La prospettiva di utilizzare quindi l'idrogeno gassoso come combustibile nel settore industriale e residenziale potrebbe essere interessante anche nel breve periodo. Lo sviluppo di tecnologie innovative, quali la combustione catalitica e le celle a combustibile, potrà favorire la penetrazione commerciale dell'idrogeno nel riscaldamento, produzione di energia elettrica, etc.

L'idrogeno liquido è molto costoso oltre che tecnologicamente impegnativo. Una sua affermazione commerciale è ipotizzabile solo nel lungo periodo ed è subordinata allo sviluppo di tecnologie ancora in fase di studio e ricerca.

## 6. ATTIVITA' INTERNAZIONALE

In campo internazionale i principali progetti che prevedono la produzione di idrogeno da una fonte energetica rinnovabile sono i seguenti:

- il Progetto Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project = EQHHP (Comunità Europea e Canada);
- il Progetto Solar Hydrogen Energy: HYSOLAR (Germania ed Arabia Saudita);
- il Progetto Solar Hydrogen and Electrical Energy-Trans European Enterprise: SHEE-TREE (Svizzera);
- il Progetto Solar Wasserstoff Bayern: SWB (Germania);
- il Progetto Small Solar Power Systems: SSPS (Spagna).

In Svezia è stato realizzato un interessante esperimento: un generatore eolico da 55 KW produce energia elettrica che è utilizzata in parte direttamente ed in parte per la produzione di idrogeno che viene poi immagazzinato in una cisterna ad idruri e quindi impiegato come combustibile. Sembra che il dispositivo stia funzionando discretamente fin dal 1986 [TURRINI, 1990, p.108].

### Il progetto EQHHP

L'idea di un sistema basato sull'idrogeno prodotto con idro-elettricità è nata al Centro Comune di Ricerca di Ispra della Commissione delle Comunità Europee. Nel marzo 1987, ad un anno dall'avvio, sono stati completati uno studio di



prefattibilità del sistema e le prime valutazioni sui costi. Tali studi e valutazioni sono stati eseguiti dall'industria europea e da Istituti di ricerca (circa 20 partner) con la supervisione della società tedesca Dechema.

I risultati indicano costi dell'idrogeno, trasportato dal Quebec ad un porto europeo ed immagazzinato, di 10 centesimi di ECU per KWh(th) con un costo di elettricità da energia idrica di 2 centesimi di ECU per KWh(el). Tale previsione di costi di approvvigionamento di energia non inquinante, rinnovabile ed immagazzinata potrebbe indicare che il traguardo della competitività è raggiungibile in un futuro non troppo lontano.

All'inizio del 1989, la Commissione delle Comunità Europee ed il Governo del Quebec, sulla base di una dichiarazione di intenti per la prosecuzione del progetto, hanno dato avvio ad un esame ed a una progettazione più dettagliata. Importanti partner industriali ed istituti di ricerca dell'Europa e del Canada hanno dato la loro adesione per l'esecuzione di uno studio dettagliato di fattibilità allo scopo di preparare le basi per una eventuale decisione per la progettazione esecutiva, la realizzazione dei componenti ed il funzionamento dell'intero sistema.

Per l'esecuzione dello studio di fattibilità è stato costituito un Gruppo Congiunto di Gestione (Joint Management Group-JMG) formato da due istituzioni con incarico governativo, la "Ludwing Bolkow Foundation" per l'Europa e l'"Hydro-Quebec"

per il Canada.

Il progetto pilota, che si riferisce a 100 MW di energia idroelettrica, ha lo scopo di dimostrare la possibilità di fornire dal Quebec energia idroelettrica convertita in idrogeno mediante elettrolisi ed inviata in Europa dove sarà immagazzinata ed utilizzata in diversi modi: cogenerazione di elettricità/calore, propulsione di autobus ed aerei, tecnologia spaziale, arricchimento in idrogeno del gas naturale per uso industriale e domestico, etc.

Vengono esaminati due modi di trasporto/immagazzinamento: il metilcicloesano (MCH) come vettore chimico di energia, trasportato da normali petroliere e l'idrogeno liquido, trasportato da specifiche navi da progettare e costruire.

Compiti aggiuntivi del progetto sono una analisi tecnico-economica ed alcuni studi speciali.

Si ritiene che l'attuale studio di fattibilità sarà completato entro il 1991. Esso ha un costo preventivo di 3 milioni di ECU (-4,5 miliardi di lire) finanziato per un terzo ciascuno dalla Commissione delle Comunità Europee, dal Governo del Quebec e dalle industrie europee e canadesi partecipanti.

Il passaggio al progetto esecutivo ed alla realizzazione prevede tempi rispettivamente di 1+2 e 3+4 anni. Il costo previsto è di 500 milioni di ECU (-800 miliardi di lire).

Se il progetto sarà realizzato sarà possibile nella

seconda metà degli anni 90, sperimentare su scala industriale le possibilità dell'idrogeno come vettore energetico e come combustibile.

### Il Progetto HYSOLAR

Il progetto HYSOLAR si propone di verificare la fattibilità tecnico-economica della produzione e dell'uso dell'idrogeno prodotto con energia solare fotovoltaica. E' svolto in collaborazione tra la repubblica Federale Tedesca, il Land tedesco del Baden-Wuerttemberg ed il Regno dell'Arabia Saudita.

Il progetto è gestito per parte tedesca da INSOLAR, consorzio tra l'Istituto tedesco per la Ricerca Aerospaziale (DLR) e l'Università di Stoccarda, e per l'Arabia dal "King Abdulaziz City for Science and Technology (KACST)".

HYSOLAR (solar hydrogen) è iniziato nel 1986 e comprende i seguenti obiettivi:

- integrazione di una sezione relativa all'idrogeno in un preesistente impianto fotovoltaico da 350 KW(e), funzionante in Arabia dal 1981 con una efficienza elettrica complessiva dell'8% annua;
- realizzazione di due "facility" di prova e supporto, una da 10 KW a Stoccarda e l'altra da 2 KW a Jeddah;
- svolgimento di un programma di ricerca di base relativo, prevalentemente, alla scissione dell'acqua per via fotoelettrochimica e fotocatalitica.

Le principali tecnologie esaminate sono:

- elettrolizzatori a membrana, in soluzione alcalina ed ottimizzazione del loro funzionamento in condizioni di carico variabile;
- sistemi di stoccaggio dell'idrogeno;
- celle a combustibile;
- combustori catalitici dell'idrogeno.

Il Progetto Solar Wasserstoff Bayern (SWB).

L'obiettivo del progetto è di sperimentare le seguenti fasi del ciclo dell'idrogeno:

- produzione mediante elettrolisi con energia solare fotovoltaica;
- accumulo dell'idrogeno mediante compressione, liquefazione ed idruri metallici;
- utilizzo dell'idrogeno in celle a combustibile, combustori catalitici, caldaie e motori a gas.

Le attività, iniziate nel 1988, sono svolte da un consorzio di imprese tedesche denominato "Solar Wasserstoff Bayern (SWB)" costituito dalla Bayernwerk di Monaco (promotrice del progetto) e da BMW, Linde, MBB e Siemens.

La prima fase del progetto dura cinque anni e sarà completata nel 1992. I relativi finanziamenti, pari a 100 milioni di marchi (-75 miliardi di lire), sono forniti per metà dalle imprese del consorzio e per metà dal Ministero Federale

per la Ricerca e dal Ministero Bavarese per l'Economia ed il Traffico.

Si tratta di un progetto di ricerca, sviluppo e dimostrazione finanziato e gestito esclusivamente da società ed enti tedeschi.

Una seconda fase di attività è prevista a partire dal 1993 e terrà conto dei risultati che saranno ottenuti dalle attività della fase in corso.

Nel 1989 è stata completata la realizzazione dell'impianto fotovoltaico da 500 KW di picco su un'area di circa 5 ettari nei pressi di Neunburg Vorm Wald nella Baviera orientale. Tale impianto è costato 64 milioni di marchi (circa cinquanta miliardi di lire), utilizza seimila pannelli solari che occupano tremila mq e produce mediamente 300.000 KWh annui.

Attualmente è in corso una vasta campagna di prove sperimentali che continuerà fino al 1992.

Particolare attenzione viene dedicata agli elettrolizzatori per ottimizzare il funzionamento in condizioni di carico intermittente, alle celle a combustibile per aumentarne la vita utile ed ai combustori catalitici per ottenerne efficienze prossime al 100% con temperature non superiori a 500 °C.

#### Il Progetto SHEE-TREE

Si tratta di un progetto privato pensato in Svizzera per produrre nelle zone desertiche e rocciose del Sahara, mediante il solare fotovoltaico e termodinamico, tutta l'elettricità

necessaria a produrre, nelle vicinanze di tali impianti, idrogeno in quantità pari al 50% del fabbisogno energetico della Svizzera. I relativi investimenti sono stati quantificati in 220 miliardi di franchi svizzeri, che corrispondono a circa 190.000 miliardi di lire [TURRINI,1990 pag.106].

L'iniziativa, sostenuta dal Circle Mondial Du Consensus (CMDC) -una organizzazione privata fondata nel 1983 a Zurigo- ha prodotto finora uno studio di fattibilità, redatto dal prof. Joachim Sobek di Wiesbaden su commissione del Governo Cantonale di Berna.

Il progetto è stato presentato a Zurigo nel novembre 1989 e si propone come una iniziativa di carattere internazionale per concentrare risorse, nel lungo periodo, al fine di produrre, tramite il solare, idrogeno ed energia elettrica per contribuire a soddisfare il fabbisogno energetico europeo.

#### Il Progetto SSPS

Il progetto Small Solar Power Systems (SSPS) utilizza un ciclo solare termodinamico per produrre energia elettrica, dalla quale si ricava idrogeno elettrolitico.

L'iniziativa, realizzata in Spagna presso Almezia, comprende due impianti da 500 KW(e) ciascuno.

Un impianto è costituito da collettori distribuiti (DCS): l'energia solare termica riscalda a 300 °C un fluido vettore costituito da olio diatermico che circola in tubazioni

sistemate lungo la linea focale degli specchi parabolici.

L'altro è un impianto a torre solare con 112 specchi che riflettono i raggi solari su un collettore centrale dove del sodio liquido viene riscaldato fino a 530 °C. Al collettore è accoppiato un sistema convenzionale turbina-alternatore per la generazione di energia elettrica.

Come schema concettuale, quest'ultimo impianto ricorda la centrale "Eurelios" realizzata in Sicilia dalla Comunità Europea circa 10 anni fa.

## 7. BIBLIOGRAFIA

IMARISIO, G. STRUB A.S.: "Hydrogen as an energy carrier. Proceedings of the 3rd International Seminar, held in Lyon, 25-27 May 1983". Commission of the European Communities, D.G. XII. Reidel Publishing Company, DORDRECHT/BOSTON/LANCASTER, 1983.

FURUHAMA, S.: "Hydrogen engine systems for land vehicles". Musashi Institute of Technology, Tokyo (Japan), May 1989 in International Journal of Hydrogen Energy, Vol.14, n.12, pp.907-913, Pergamon Press 1989.

ANDRE', M.: "La politica della ricerca e dello sviluppo tecnologico" (terza edizione). Commissione delle Comunità europee. Serie: Documentazione europea n.2, 1988.

BARTEN, A.P.; BROWN, D.A.; CHADWICK, A.T.; FARINELLI, U.; RORSCH, A. and STOCHER, H.J.: "The evaluation of the Communities' geothermal energy, production and utilization of hydrogen, and systems analysis: development of models R. e D. sub-programmes". Commission of the European Communities. Research evaluation, report n.2. EUR 7350, Brussels, 1981.

BEGHI, G. et al.: "Hydrogen production, energy storage and transport programme Progress Report January-June 1980". Commission of the European Communities. Joint Research Centre, EUR 7860, Ispra, 1980.

BEGHI, G. et al.: "Hydrogen production, energy storage and transport. Programme Progress Report July-December 1980". Commission of the European Communities. Joint Research Centre, EUR 8233, Ispra 1980.

GIACOMAZZI, G.: "Prospects for intercontinental seaborne transportation of hydrogen". Commission of the European Communities, JRS, Ispra. In International Journal of Hydrogen Energy, Vol.14, n.8, pp.603-616, 1989 Pergamon Press, Oxford.

BERNAUER, O.: "Development of Hydrogen-Hydride technology in the F.R.G." HWT (Hydrid und Wasserstoff technik) Mulheim a.d. Ruhr, F.R.G. In International Journal of Hydrogen Energy, Vol.14 n.10, pp.727-735, 1989. Pergamon Press, Oxford.

BEGHI, G.: "La VII Conferenza mondiale sull'idrogeno. Mosca, settembre 1988". In Energie alternative HTE anno 11 n.5, gennaio-febbraio 1989.

WILLIAMS, L.O.: "Hydrogen power: an introduction to hydrogen energy and its applications". Pergamon Press, Oxford, 1980.

WILKINSON, G.: "Idrogeno, metalli, chimica". Imago Edizioni, Milano, 1986.



ROBOTTI, A.C.: "L'energia solare e l'idrogeno: introduzione ad un nuovo sistema energetico". UTET, Torino, 1982.

BASILE, A.B.; BELLECCHI, C: "Produzione di idrogeno per piccole comunità rurali". T.P. Editrice, Bologna, 1988

McCarty, R.: "Hydrogen properties". Chemical Rubber Co. Press, Cleveland, OH, 1975.

BORRELLI, F.; BISCONTINI, F.: "Dizionario dell'energia. Uno studio di fattibilità" ENEA Direzione Centrale Studi RTI/DCS(90)1, aprile 1990.

WINTER, C.-J.; KLAIB, H. and NITSCH, J.: "Hydrogen as an energy carrier: what is known? what do we need to learn? A consideration of the parameters". DFVLR, Federal Republic of Germany. International Journal of Hydrogen Energy, Vol.15, n.2 pp.79-91, Pergamon Press 1990.

GRETZ, J.; BASELT, J.P.; ULLMANN, O AND WENDT, H.: "The 100 MW Euro-Quebec Hydro-hydrogen pilot project". International Journal of Hydrogen Energy, Vol.15, N.6, pp.419-424, Pergamon Press 1990.

N.F.: "Energia solare e idrogeno: conferenza internazionale a Basilea". Energia e innovazione. Notiziario dell'ENEA, aprile 1990.

AUSUBEL, J.H.: "Hydrogen and the green wave". The Bridge, Summer 1990.

WINTER, C.J.; NITSCH, J. (Eds): "Hydrogen as an energy carrier. Technologies, systems, economy". Springer-Verlag, N.Y., 1988.

"Energia solare, e idrogeno: in Germania la più grande centrale del mondo". Il giornale d'Italia, 29 settembre 1990.

GUARNA, S.: "Cenni sull'elettrogenazione fotovoltaica e sull'idrogeno. Possibilità e prospettive". In Atti del convegno su: "Fonti alternative e risparmio energetico per lo sviluppo economico del Lazio". FILAS, Roma, dicembre 1979.

SPAZZAFUMO, G.: "Produzione di idrogeno mediante depurazione di reflui". Energia e calore, luglio/settembre 1985.

SPAZZAFUMO, G. and CICCONARDI, S.P.: "Advanced design of a photosynthetic Hydrogen production plant". Florida, U.S.A. 1985.

DINI, D. e NARDI, G.: "Sistema solare di rifornimento di metilcicloesano per autoveicoli con motore a idrogeno". 41° Congresso Nazionale A.T.I. Napoli settembre 1986.

DINI, D.: "Innovazione tecnologica e sistemi alternativi di

trasporto urbano". Conferenza del traffico e della circolazione. Stresa, ottobre 1990.

COLOMBO, U.; FARINELLI, U.; VALANT P.: "Uso e scelta delle fonti energetiche". Editori Riuniti. Roma, maggio 1988.

COLOMBO, U. TURANI, G.: "Il secondo pianeta" Mondadori. Milano, marzo 1982.

OGDEN, J.M.; WILLIAMS, R.H.: "Solar hydrogen. Moving beyond fossil fuels". World Resources Institute. Washington, DC, October 1989.

ELIAS, G.: "Relazione finale del Progetto Finalizzato Energetica 2 del CNR-ENEA". P.F.E., Roma ottobre 1990.

DINGA, G.P.: "Hydrogen: the ultimate fuel and energy carrier". Concordia College, MN, U.S.A. International Journal of Hydrogen Energy, Vol.14, N.11. Pergamon Press 1989.

SCOTT, D.S. and HAFELE, W.: "The coming hydrogen age: preventing world climatic disruption". Victoria, B.C., Canada and Julich, F.R.G. International Journal of Hydrogen Energy, Vol.15, N.10. Pergamon Press 1990.

KASHIWAGI, T.: "The sunshine project for establishing clean, new energy technologies". Seminario euro-giapponese sui problemi derivanti dall'inquinamento atmosferico. ENEA-Jetro, Roma 26.11.1990.

WURSTER, R. and MALO, A.: "The Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project (E.Q.H.H.P.P.)". Ludwig-Bolkow-Stiftung, F.R. of Germany and Hydro-Québec, Canada. Hydrogen Energy Progress VIII, Vol.1. Pergamon Press, July 1990.

HOLLANDER, J.M.; SOCOLOW, R.H.; STERNLIGHT, D.: "Annual review of energy. Volume 14, 1989". Palo Alto, California 1990.

CIMMARUSTI, V.: "L'idrogeno sarà il carburante del 2000". La Gazzetta del mezzogiorno, 29.10.1990.

IEA/OECD: "Energy and the Environment: transport system responses in the OECD (draft)". International Energy Agency, OECD. Paris, september 1990.

TECNARS S.r.l.: "Sistemi automatizzati per la produzione di idrogeno da metanolo". Tecnars, gruppo Acqua, Bari, luglio 1990.

McKINLEY, K.R.; BROWNE, S.H. et al.: "Hydrogen fuel from renewable resources". Energy Sources, Vol.12, N.2, 1990.

WEINBERG, C.J.; WILLIAMS, R.H.: "Energia dal sole". Le scienze scientific american, N.267 novembre 1990.

TURRINI, E.: "La via del sole". Edizioni Cultura della Pace. Firenze, marzo 1990.

FISHER, D.: "Options for reducing greenhouse gas emission". The Stockholm Environment Institute, International Institute for Environmental Technology and Management. Report (draft). Stockholm, 1990.

CNR, ENEA, ENEL, ENI: "Rapporto sull'energia. Edizione 1990". CNEL. Bozza, Roma novembre 1990.

COIANTE, D.: "La produzione fotovoltaica dell'idrogeno". Energia e innovazione. Notiziario dell'ENEA. Roma, novembre /dicembre 1990.

FILIPPI, F.: "Trucks and environmental pollution" Ingegneria automobilistica (ATA), n.4 pp.265÷287 Torino, aprile 1990.

TEMPLEMAN, J; MILLER, K.L.: "Fill'er up-with hydrogen, please". Business Week, March 4, 1991.

TRONCONI, P.A.; VALOTA, R.; AGOSTINELLI, M. e RAMPI, F.: "Pianeta in prestito. Energia, entropia, economia". Macro Edizioni, Poggio (PG), 1991.

EASON, K. "Scientist taps into hydrogen car power". Times, 18/6/1991.

GOODWIN, B.: "Marvel or myth? The car that runs on water". The engineer, 27 June 1991.

WEBB, J.: "Hydrogen-powered electric car sets sceptics wondering". New Scientist, 29 June 1991.

TACK, J.P.: "Bus running on hydrogen timetabled for 1993" The engineer, 11 July 1991.

National Aeronautics and Space Administration: "HYDROGEN SAFETY MANUAL" NASA-TM-X-52454, Lewis Research Center.

Edeskuty, F.J, and REIDER, R: "Liquefied Hydrogen Safety" Technology Applications Center, University of New Mexico, Los Alamos Scientific Laboratory, New Mexico, 1968.

Hord, J.: "Is Hydrogen Safe?" U.S. National Bureau of Standards, Technical Note 690, 1976.

LUFTI, N. and VEZIROGLU, T.N.: "A clean and permanent energy infrastructure for Pakistan: solar-hydrogen energy system". C.E.R.I., University of Miami, Florida in International Journal of Hydrogen Energy, Vol.16, n.3, pp.169-200, Pergamon Press 1991.

U.S. CONGRESS, OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT: "Replacing Gasoline: Alternative Fuels for Light-Duty Vehicles, OTA-E-364". U.S. Government Printing Office. Washington, DC, September 1990.

## LISTA DISTRIBUZIONE

|                      |                  |                 |
|----------------------|------------------|-----------------|
| DR. M. ALESSI        | Studi            | Sede            |
| Ing. G. AMBROSINI    | Area Energetica  | Sede            |
| Dr. G. AMENDOLA      | Studi-Inn        | Sede            |
| Dr.ssa G. ANSELMI    | Studi-Inn        | Sede            |
| Dr.ssa M.G.AUER      | Studi            | Casaccia        |
| Dr. S. BEVILACQUA    | Area Innovazione | Casaccia        |
| Dr. W.BOCOLA         | Studi-Amb        | Sede            |
| Dr. F. BORRELLI      | Studi            | Sede            |
| Ing. V. BRANDI       | Area Ambiente    | Sede            |
| Prof. G. BRIGANTI    | C.d.A.           | Sede            |
| Dr. N. BRUNETTI      | Area Ambiente    | Casaccia        |
| Dr. R. BUONAMICI     | Rel              | Bologna Mazzini |
| Ing. G. CASERTA      | Area Energetica  | Casaccia        |
| Dr. P. CATONI        | Studi-Ene        | Sede            |
| Dr. A. CERONI        | Rel              | Sede            |
| Dr.ssa T. CHIRONI    | Studi-Ene        | Sede            |
| Ing. G. CICOGNANI    | Int              | Sede            |
| Dr. M.C. CIRILLO     | Area Ambiente    | Casaccia        |
| Dr. G.F. CLEMENTE    | Area Ambiente    | Sede            |
| P.I. G. COCCO        | C.d.A.           | Sede            |
| Dr. F. COLLENZA      | Area Innovazione | Sede            |
| Dr. A. COLOMBINI     | Studi-Doe        | Sede            |
| Dr. A. COLOMBINO     | Rel              | Sede            |
| Prof. U. COLOMBO     | Presidente ENEA  | Sede            |
| Dr. R. CONVERSANO    | Studi-Doe        | Casaccia        |
| Prof. C. CORVI       | C.d.A.           | Sede            |
| Prof. M. CUMO        | C.d.A.           | Sede            |
| Rag. C. D'AGUANNO    | Studi-Ene        | Casaccia        |
| Dr. E. D'ANGELO      | Studi-Ene        | Sede            |
| Dr. R. DE LEONE      | Rel              | Sede            |
| Prof. C. DEJAK       | C.d.A.           | Sede            |
| Ing. P. DI PORTO     | Area Innovazione | Sede            |
| Ing. M. DOTTI        | Area Ambiente    | Casaccia        |
| Prof. U. FARINELLI   | Aspres           | Sede            |
| Pro. U. FEDERIGHI    | C.d.A.           | Sede            |
| Dr. S. FERRARI       | Studi            | Sede            |
| Dr. N. FLAMMIA       | Rel              | Sede            |
| Dr. A. GARGANO       | Studi-Ene        | Casaccia        |
| Ing. M. GASPARINI    | Disp             | Roma-Eur        |
| Dr. G. GHISU         | Rel              | Sede            |
| Dr.ssa L. GIUFFRIDA  | Studi-Ene        | Sede            |
| Ing. S. GUARNA       | Studi-Ene        | Sede            |
| Ing. F. IACOVONI     | Studi-Ene        | Casaccia        |
| Dr.ssa A. LA CROCE   | Rel              | Sede            |
| Pro. G. LANZAVECCHIA | Aspres           | Sede            |
| Ing. G.M. LANER      | Studi-Ene        | Casaccia        |
| Dr. G. LELLI         | Area Energetica  | Casaccia        |
| Dr.ssa M. LIBERATORI | Studi-Ene        | Sede            |
| Dr. R. LIBURDI       | Studi-Doe        | Sede            |
| Dr. G. LI PUMA       | Studi-Doe        | Sede            |
| Dr. L. LORENZINI     | Area Innovazione | Casaccia        |

|                      |                         |                  |
|----------------------|-------------------------|------------------|
| Dr.ssa A. LUISE      | Area Ambiente           | Sede             |
| Dr. G. MAGAUDDA      | Area Energetica         | Sede             |
| Dr. C. MAJANI        | Area Innovazione        | Casaccia         |
| Ing. G. MALDERA      | Int                     | Sede-(MAE)       |
| Ing. D. MALOSTI      | Area energetica         | Casaccia         |
| Dr. M. MARTINELLI    | Area Ambiente           | Sede             |
| Ing. C. MANCINI      | Area Nucleare           | Sede             |
| Ing. E. MANILIA      | Area Energetica         | Casaccia         |
| Dr. A. MARINO        | Area Innovazione        | Casaccia         |
| Ing. G. MASSINI      | Studi-Ene               | Casaccia         |
| Prof. A. MATHIS      | Area Innovazione        | Sede             |
| Dr.ssa D. MAZZONIS   | Area Innovazione        | Sede             |
| Dr. W. MEBANE        | Area Energetica         | Casaccia         |
| Prof. N. MERZAGORA   | Studi                   | Sede             |
| Ing. A. MERELLI      | Area Ambiente           | Casaccia         |
| Rag. F. MOCHI        | C.d.A.                  | Sede             |
| Dr.ssa P. MOLINAS    | Studi-Doe               | Casaccia         |
| Dr. S. MOSCARIELLO   | Rel                     | Sede             |
| Ing. C. NARDI        | Area Nucleare           | Frascati         |
| Ing. G. NASCHI       | Disp                    | Roma-Eur         |
| Prof. L. NOE'        | Vice Presidente ENEA    | Sede             |
| Dr. E. PAPAGNI       | Studi-Inn               | Sede             |
| Dr. M. PEZZILLI      | Area Nucleare           | Casaccia         |
| Dr. A. PERRUCCI      | Studi-Inn               | Sede             |
| Ing. G. PETRANGELI   | Disp                    | Roma-Eur         |
| Dr. G. PICCIURRO     | Area Innovazione        | Casaccia         |
| Ing. D. PITIMADA     | Area Energetica         | Casaccia-(MICA)  |
| Ing. F. PIERANTONI   | Rel                     | Bologna M.M.Sole |
| Ing. G.C. PINCHERA   | Area Ambiente           | Sede             |
| Dr. F. PISTELLA      | Direttore Generale ENEA | Sede             |
| Ing. F. PIZZIO       | Asdirgen                | Sede             |
| Ing. C. PURARELLI    | Int                     | Sede             |
| Dr. J. RUSCOE        | Aspres                  | Sede             |
| Prof. A. SANO'       | Studi-Doe               | Sede             |
| Ing. A. SAPONARO     | Disp                    | Roma-Eur         |
| Dr. S. SARTORI       | Studi                   | Casaccia         |
| Dr. F. SCADUTO       | Aspres                  | Sede             |
| Dr.ssa L. SCARPITTI  | Studi-Inn               | Sede             |
| Dr.ssa M. SCHIMBERNI | Studi-Amb               | Sede             |
| Dr. B. SCHIPPA       | Area Innovazione        | Casaccia         |
| Dr. G. SEGRE         | Area Finanza            | Casaccia         |
| Dr. A. SILLITTI      | Studi                   | Sede             |
| Dr. C. SILVI         | Int                     | Sede             |
| Ing. R. SIMONETTA    | Area Finanza            | Sede             |
| Prof. G. STOPPINI    | C.d.A.                  | Sede             |
| Dr. S. STRAMACCIONI  | Int                     | Sede-Bruxelles   |
| Dr. S. TAGLIENTI     | Area Innovazione        | Casaccia         |
| Ing. R. TONONI       | Area Innovazione        | Casaccia         |
| Ing. R. TAVONI       | Area Nucleare           | Bologna-M.M.Sole |
| Dr. M. TRONA         | Studi-Inn               | Sede             |
| Dr. G. URSO          | Int                     | Sede             |
| Ing. P. VALANT       | Area Energetica         | Sede             |
| Ing. R. VELLONE      | Area Energetica         | Casaccia         |
| Ing. P. VENDITTI     | Rel                     | Sede             |

|                     |               |          |
|---------------------|---------------|----------|
| Ing. R. ZAMBRINI    | Area Ambiente | Roma-Eur |
| Ing. V. ZAMPAGLIONE | Area Nucleare | Frascati |
| Ing. C. ZAFFIRO     | Disp          | Roma-Eur |

|            |                            |
|------------|----------------------------|
| BIBLIOTECA | Bologna martiri Monte Sole |
| BIBLIOTECA | Bologna Mazzini            |
| BIBLIOTECA | Brasimone                  |
| BIBLIOTECA | Casaccia                   |
| BIBLIOTECA | Disp                       |
| BIBLIOTECA | Frascati                   |
| BIBLIOTECA | S. Teresa                  |
| BIBLIOTECS | Saluggia                   |
| BIBLIOTECA | Sede                       |
| BIBLIOTECA | Trisaia                    |