





ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,
L'ENERGIA E L'AMBIENTE

Dipartimento Energia

LO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI E LA PRODUZIONE DI IDROGENO COME COMBUSTIBILE ALTERNATIVO

DOMENICO COIANTE
Centro Ricerche Casaccia, Roma

RT/ERG/95/01

VOL

2001

Testo pervenuto nel febbraio 1995

**I contenuti tecnico-scientifici dei rapporti tecnici dell'ENEA
rispecchiano l'opinione degli autori e non necessariamente quella dell'Ente.**

SOMMARIO

In analogia a quanto già avviene nella produzione di bioidrocarburi dalle biomasse vegetali, viene presa in esame la conversione dell'energia rinnovabile in energia chimica dell'idrogeno prodotto per elettrolisi dell'acqua. Poiché questo elemento può essere considerato a tutti gli effetti come un combustibile pulito e alternativo, la soluzione prospettata permetterà alle fonti rinnovabili intermittenti, come il fotovoltaico e l'eolico, di uscire dalla situazione di stallo in cui si trovano, rilanciando il loro sviluppo ed ampliandone il ruolo nel contesto del mercato dell'energia dei combustibili convenzionali. Un'analisi approssimativa del costo di produzione dell'idrogeno dimostra che i costi aggiunti dal processo di trasformazione e stoccaggio possono essere recuperati tramite la contabilizzazione dei costi socio-ambientali connessi al ciclo di produzione e utilizzo dei combustibili convenzionali. In tal modo, nella prospettiva del conseguimento della competitività economica dell'energia generata dalle fonti rinnovabili, l'idrogeno da esse prodotto potrà essere portato a competere sul mercato dei combustibili tradizionali, avviando così un significativo processo di graduale sostituzione delle fonti convenzionali inquinanti, con il conseguente rilevante contributo al risanamento ambientale.

SUMMARY

In analogy to biofuel production from biomasses, the electrolytic conversion of other renewable energies into Hydrogen as an alternative clean fuel is considered. This solution allows the intermittent renewable energy sources, as photovoltaics and wind energy, to enhance their development and enlarge the role into conventional fuel market. A rough economic analysis of Hydrogen production line shows the costs, added by electrolysis and storage stages, can be recovered by properly accounting for social and environmental costs due to whole cycle of conventional fuels, from production to use. So, in a perspective of attaining the economic competitiveness of renewable energy, the electrolytic Hydrogen, arising from intermittent renewable energy sources, will be able to compete in the energy market with conventional fuels, making sure that their substitution will occur in a significant amount and the corresponding environmental improvement can arise as well.

INDICE

1- INTRODUZIONE	Pag. 7
2- I LIMITI TECNICI E LA QUALITA' DELL'ENERGIA	" 8
2.1 - La densità superficiale dell'energia rinnovabile	" 8
2.2 - L'intermittenza della produzione di energia	" 9
2.3 - La qualità ed il valore dell'energia	" 10
3 - I COMBUSTIBILI SINTETICI DA FONTE RINNOVABILE	" 11
3.1 - La produzione di bioidrocarburi da biomasse	" 11
3.2 - La produzione d'idrogeno come combustibile alternativo	" 13
4 - ANALISI APPROSSIMATIVA DEI COSTI	" 15
4.1 - Calcolo del costo di produzione dell'idrogeno elettrolitico	" 15
4.2 - Le condizioni per la competitività	" 17
4.3 - Analisi di congruità del costo	" 19
4.4 - Stima dei costi aggiunti	" 20
5 - CONCLUSIONI	" 21
6 - BIBLIOGRAFIA	" 22

LO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI E LA PRODUZIONE DI IDROGENO COME COMBUSTIBILE ALTERNATIVO

1 - INTRODUZIONE

Come per gli altri anni, l'annuario 1994 delle energie rinnovabili [1] è stato redatto per conto della Unione Europea da un comitato editoriale, che comprende numerosi esperti del settore ed i maggiori responsabili dei programmi di sviluppo di diverse organizzazioni internazionali. Di conseguenza, il contenuto di questo rapporto può, a ragione, essere considerato come un consuntivo dello stato dell'arte della disciplina, che aiuta a fare il punto sulla presente situazione. Sotto tale aspetto, particolarmente significativo appare l'editoriale introduttivo del volume, a cura del Presidente di EUROSOLAR, l'associazione che raggruppa le industrie europee del settore. L'articolo, fin dalla sua apertura, contiene un importante interrogativo, che, tradotto liberamente dall'inglese, suona pressapoco così:

"Le future generazioni chiederanno certamente conto del perché, sia la politica, sia l'economia, negli anni '70, '80 e all'inizio degli anni '90 del 20° secolo abbiano avuto un'azione così passiva e codarda rispetto alle opportunità prospettiche offerte dall'energie rinnovabili".

E più avanti nello stesso articolo, dopo aver elencato ed esaminato tutte le condizioni al contorno che, sotto gli aspetti socio-ambientali globali, dovrebbero favorire il passaggio alla produzione dell'energie rinnovabili, si conclude: "Quindi noi tutti dobbiamo chiedere oggi a noi stessi perché l'energie rinnovabili - nonostante i loro ovvii vantaggi ecologici e, in prospettiva, economici - non siano state ancora pienamente introdotte. Noi ci dobbiamo chiedere dove si trovino le manchevolezze che impediscono alla nostra società di accettare le fonti rinnovabili e quali errori siano stati commessi perfino da quegli stessi esperti che sono impegnati nella causa dell'energia rinnovabile senza che abbiano ottenuto ancora il pieno successo".

In questi interrogativi, di fatto, è ampiamente riconosciuta la crisi di crescita, che caratterizza attualmente il settore delle fonti rinnovabili. La risposta a questi quesiti è divenuta ineludibile, perché da essa dipende il futuro dell'intero settore. Si tratta, cioè, di identificare chiaramente le cause del mancato successo e di verificare se esse sono superabili e con quali modalità. Solo così sarà possibile stabilire se il ruolo marginale, attualmente assegnato dal mercato all'energia rinnovabile, può essere allargato fino a farlo divenire determinante per affrontare la crisi ambientale globale.

Questo tema è stato oggetto di precedenti lavori di indagine, nei quali si è cercato di anticipare la presente crisi [2]. In quelle analisi si è cercato di individuare alcune cause tecniche di stallo e di indicare un possibile rimedio per il loro superamento. Tuttavia, pur avendo ricevuto numerosi attestati di interesse da parte dei tecnici addetti ai lavori, non si è avuta alcuna risonanza presso i decisori pubblici. Cosicché la strategia di sviluppo delle fonti rinnovabili, delineata a fronte delle crisi petrolifere degli anni '70, si è trascinata fino ad oggi immutata, senza tener conto delle nuove condizioni al contorno conseguenti, da un lato, al basso prezzo del petrolio, dall'altro lato, all'emergere della globalità della crisi ambientale. Tale strategia è restata appiattita sulla posizione limitativa di un obiettivo finale, riferito principalmente alla visione commerciale degli anni '70, che destina l'energia rinnovabile soltanto ad alcune nicchie del mercato dell'energia.

Esaminando il contenuto del rapporto citato [1], si può notare che, adesso, la crisi del settore è divenuta manifesta e vengono finalmente poste alcune domande esistenziali, dalle cui risposte dipende il futuro delle iniziative sulle fonti rinnovabili. Ancora una volta, tuttavia, si tenta di dare

le risposte soltanto sul piano strettamente economico, limitandosi ad ampliare il discorso attraverso la contabilizzazione del credito socio-ambientale da attribuire alle energie rinnovabili. Questa è, senza dubbio, una via da praticare ed anche la necessaria condizione per l'allargamento della base di mercato, tuttavia ciò non costituisce un'esauriente risposta ai quesiti sopra indicati. Come già dimostrato [2], il solo aspetto economico non è sufficiente per giustificare una rilevante penetrazione delle energie rinnovabili nel mercato generale dell'energia. Infatti, esistono alcune limitazioni tecniche, che, in ogni caso, occorre superare per ottenere la piena competitività, sia tecnica, che economica, con le fonti convenzionali. In altre parole, le fonti rinnovabili, così come sono configurate attualmente, non possiedono sul piano tecnico la pienezza della capacità sostitutiva. Il superamento di questo aspetto è la sola condizione perché esse possano assumere una rilevanza quantitativa adeguata al vasto compito ambientale, a cui potrebbero e dovrebbero essere destinate.

Proseguendo il cammino concettuale già delineato, nel presente lavoro si cercherà di portare un contributo tendente ad individuare una possibile via tecnica, percorribile fin da ora, per condurre le fonti rinnovabili verso la reale capacità sostitutiva delle fonti convenzionali.

2 - I LIMITI TECNICI E LA QUALITA' DELL'ENERGIA

2.1 - La densità superficiale dell'energia rinnovabile

La bassa densità territoriale dell'energia delle fonti rinnovabili costituisce una comune condizione di svantaggio rispetto alle fonti convenzionali. Questa nota proprietà negativa, di fatto, è da porre alla base della penalizzazione economica, di cui soffrono le fonti rinnovabili, ed è dovuta alla bassa densità superficiale propria dell'energia solare e al conseguente grande uso di terreno da destinare alle centrali di produzione.

Per illustrare meglio questo concetto, conviene fissare un termine di riferimento, calcolando la densità superficiale di energia nel caso di una centrale termoelettrica convenzionale alimentata a petrolio.

Tipicamente, una centrale da 2000 MW termici (1 MegaWatt = 1 milione di Watt) può essere pensata estesa su un territorio dell'ordine di 1 km^2 , comprese le aree dei servizi, quelle di stoccaggio del combustibile e le zone di sicurezza. Ipotizzando un funzionamento ordinario della centrale equivalente a 5000 ore all'anno, la densità superficiale di energia termica prodotta annualmente risulta pari a circa 36 GJ/m^2 (1 GigaJoule = 1 miliardo di Joule). Paragonando tale valore alla densità di energia della radiazione solare primaria, presente annualmente al suolo nell'Italia meridionale (circa 6 GJ/m^2), si trova che esso è superiore di un fattore circa 6. A causa della differenza nell'efficienza di conversione, questo fattore aumenta quando il confronto venga fatto a parità di energia secondaria prodotta. Per esempio, assumendo per l'efficienza di conversione in elettricità i valori attuali medi, pari rispettivamente al 40% per il termoelettrico e al 10% per il fotovoltaico, i corrispondenti valori delle densità di energia elettrica prodotta risultano uguali a 14.4 GJ/m^2 e 0.6 GJ/m^2 . Quindi la densità superficiale dell'energia elettrica da petrolio risulta ben 24 volte superiore a quella solare fotovoltaica.

In un precedente lavoro [3] questo aspetto è stato esaminato in dettaglio e reso quantitativo anche per le altre energie rinnovabili tramite l'elaborazione dei dati specifici relativi a ciascuna fonte. Ai fini della presente esposizione, basta ricordare i risultati finali di tale analisi, rinviando il lettore, che volesse maggiori informazioni, alla consultazione del lavoro citato. In definitiva, si è trovato che tutti i valori delle densità di energia delle fonti rinnovabili sono racchiusi nell'intervallo che va da 0.9 GJ/m^2 per il solare termico fino a 0.001 GJ/m^2 per i bioidrocarburi vegetali, per non

citare il piccolo valore della densità territoriale di energia dell'idroelettrico che si va a collocare addirittura intorno ad un ordine di grandezza più in basso. Stante questa situazione dei valori della densità di energia, l'affermazione iniziale circa il comune svantaggio delle fonti rinnovabili rispetto al petrolio risulta pienamente confermata.

In ogni caso, però, la disponibilità dei dati delle densità di energia fornisce uno strumento di confronto tra le varie opzioni rinnovabili, che si presentano su un determinato sito. Infatti, a prescindere dal tipo di energia prodotto, si può effettuare una valutazione delle varie quantità di energia annualmente producibili da ciascuna fonte su ogni m^2 di terreno. Ciò permette, soprattutto in relazione ai rispettivi costi di produzione dell'energia, di avere alcuni elementi di decisione in merito alle scelte. Allora, in Paesi densamente popolati come l'Italia, dove il territorio ha un grande valore, risulta evidente che, a parità delle altre condizioni, sarà privilegiata quella fonte rinnovabile che minimizza il consumo della "risorsa territorio".

2.2 - L'intermittenza della produzione di energia

Come si è già detto, questo confronto, per così dire, tradizionale, effettuato sulla base dei soli costi di produzione e dell'abbondanza dei diversi potenziali energetici, offre un rapido e pratico criterio per giudicare l'opportunità di "coltivare", su un determinato sito, una fonte rinnovabile piuttosto che un'altra.

Tuttavia, ai fini di un confronto più generale, allargato anche alle fonti energetiche convenzionali, questo criterio di giudizio è risultato finora abbastanza approssimativo e poco convincente ed ha contribuito ad alimentare il clima di scetticismo, che da sempre accompagna lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Tale clima di dubbio subisce fluttuazioni in alto o in basso in relazione alle vicende alterne del mercato petrolifero internazionale. In ogni caso una componente di perplessità di fondo rimane sempre presente nell'opinione pubblica riguardo all'uso esteso delle fonti rinnovabili ed emerge tutte le volte che si tenta di affrontare seriamente l'argomento del reale contributo energetico da attribuire ad esse. Questo elemento di dubbio è collegabile all'altra nota caratteristica negativa delle fonti rinnovabili, quella costituita dalla intermittenza casuale del flusso di energia prodotta. Infatti, l'aleatorietà della produzione dà luogo, di per sé, ad un effetto generale di abbattimento del valore dell'energia offerta, qualora l'energia venga erogata direttamente dagli impianti agli utenti in tempo reale (senza alcun accumulo).

Senza aggiungere ulteriori pesanti costi dovuti all'accumulo dell'energia, a questo inconveniente si può ovviare facendo operare gli impianti in condizioni di collegamento diretto con un sistema energetico più ampio, in cui l'aleatorietà della fornitura possa essere stemperata nella complessità spazio-temporale della domanda di energia. Tipico esempio di questo uso delle fonti rinnovabili è costituito dal caso del collegamento diretto dei generatori fotovoltaici o eolici ad una rete elettrica già esistente, alimentata da una molteplicità di impianti convenzionali. Anche in questo caso, tuttavia, l'intermittenza della generazione di potenza potrebbe avere ripercussioni tecniche negative sul mantenimento del livello di affidabilità dell'intero sistema energetico, a cui ci si collega, qualora il grado di penetrazione delle fonti intermittenti da inserire in quel sistema superi certi limiti (10-15% in termini di potenza) [4]. Conseguenza finale di tutto questo è che il mercato energetico mostra notevoli difficoltà ad assegnare alle energie rinnovabili un ruolo rilevante, persino in prospettiva di medio termine, determinando così le condizioni sfavorevoli per gli investimenti anche nel breve periodo. Si viene così ad innescare un processo di controreazione, che rapidamente smorza le eventuali fasi di entusiasmo, che periodicamente si accendono sull'energia rinnovabile in corrispondenza alle ricorrenti crisi petrolifere internazionali.

2.3 - La qualità ed il valore dell'energia

D'altra canto è innegabile che gli elementi di scetticismo sono direttamente riconducibili all'attuale struttura del mercato mondiale dell'energia primaria, che vede negli idrocarburi la parte di gran lunga più importante dei consumi. Di fatto il mercato è dominato dal petrolio, la cui affermazione deriva sia dal suo basso prezzo, sia dalle sue buone qualità energetiche, prima fra tutte la sua alta densità d'energia. A questo proposito si ricorda che il petrolio possiede un potere calorifico di circa 10000 kcal/kg contro le circa 3500 kcal/kg della legna secca da ardere, tanto per citare un combustibile rinnovabile, che impropriamente può essere considerato omologo.

Un'altra qualità essenziale, che ha determinato il successo del petrolio e che, per converso, rende evidenti le limitazioni dell'energia rinnovabile, è costituita dal fatto che questo combustibile è un efficiente mezzo di accumulo dell'energia e, nel contempo, anche un versatile vettore energetico. E' evidente, allora, che un corretto confronto tra le fonti rinnovabili e quelle tradizionali non può essere fatto soltanto sulla base del costo dell'unità di energia, ma esso deve comprendere anche l'aspetto della sua qualità.

La versatilità d'uso, la facilità di accumulo per lunghi periodi, la possibilità di vettoriamento su lunghe distanze dell'energia degli idrocarburi, a cui si associa la possibilità di garantire la continuità della fornitura di energia all'utente, costituiscono altrettanti argomenti tecnici fondamentali, che caratterizzano positivamente la qualità dell'energia posta sul mercato. A paragone, l'intermittenza casuale della produzione di energia, che invece caratterizza le fonti rinnovabili, appare immediatamente come un elemento negativo, che finisce per abbattere anche l'alto grado di qualità ambientale intrinseco di queste fonti. Tutto ciò si traduce sul piano dei valori economici nell'annosa e dubbia questione se, a prescindere dal conseguimento della competitività dei costi di produzione, il recupero di valore attraverso i benefici ambientali indotti dalle fonti rinnovabili possa arrivare a compensare la differenza negativa dovuta all'intermittenza dell'energia prodotta.

Se si approfondisse questo argomento con un'analisi puntuale, si giungerebbe alla conclusione che un vero confronto tra le diverse opzioni energetiche deve essere fatto sulla base del valore dell'unità di energia piuttosto che sul suo costo di produzione [5]. Ora, il valore dell'energia dipende dalla sua qualità attraverso un delicato bilancio di vantaggi e svantaggi connessi al servizio reso nelle diverse applicazioni d'uso. Risulta, pertanto, estremamente difficile arrivare a conclusioni del tutto generali.

Per esempio, il fatto che il fotovoltaico produca direttamente energia elettrica induce a portare il confronto soltanto nel segmento di mercato dell'elettricità. Qui, sotto un'ipotesi in piccolo delle dimensioni di impiego degli impianti e considerando come applicazione più rilevante quella del collegamento diretto alla rete, si può giungere a interessanti conclusioni positive, soprattutto mediante una corretta contabilizzazione dei costi ambientali evitati nell'integrazione del bilancio elettrico. Tuttavia, se si tenta di generalizzare il risultato passando ad un'ipotesi di dimensioni allargate che contempli la sostituzione, anche parziale, delle fonti convenzionali, ci si scontra di nuovo con la mancanza delle sopraelencate qualità (continuità, versatilità, accumulo e vettoriamento), fatto che rende in sostanza il fotovoltaico impraticabile come effettiva opzione energetica alternativa [2].

Pertanto, se si vuole affrontare seriamente ed in modo generale il confronto tra le fonti tradizionali e quelle rinnovabili, bisogna renderle tecnicamente omogenee fra loro sul piano della qualità dell'energia offerta sul mercato.

Dal momento che appare molto improbabile che, almeno nel breve medio termine, possa verificarsi una radicale trasformazione del mercato energetico e delle modalità d'uso dell'energia, lo standard di qualità continuerà ad essere dettato dal petrolio. In definitiva, perciò, l'effettiva

validità tecnico-economica delle opzioni energetiche rinnovabili potrà essere stimata senza possibilità di dubbio solamente portando il confronto a livello dell'energia primaria dei combustibili fossili, che attualmente dominano il mercato.

3 - I COMBUSTIBILI SINTETICI DA FONTE RINNOVABILE

3.1 - La produzione di bio-idrocarburi da biomasse

Non vi è dubbio che, se il prodotto finale dei vari processi di conversione dell'energia solare primaria fosse costituito da combustibili vettoriabili, la omogeneità delle diverse fonti rinnovabili con quelle tradizionali sarebbe assicurata. Le fonti rinnovabili, in questo caso, immetterebbero direttamente sul mercato dei combustibili fossili i loro prodotti di sintesi, praticamente indistinguibili da quelli fossili. Il confronto di merito tra tutte le fonti sarebbe allora effettuabile sulla base dei soli costi di produzione, in quanto si avrebbe la sostanziale parità delle caratteristiche tecniche convenzionali dell'energia offerta. Qualora, anche attraverso la contabilizzazione dei benefici ambientali, le fonti rinnovabili così strutturate riuscissero a reggere il confronto sul piano tecnico-economico, allora si avrebbe una ragionevole certezza della praticabilità dell'opzione alternativa. A quel punto, la situazione di dubbio circa la effettiva validità delle fonti rinnovabili sarebbe superata e l'acquisita fiducia permetterebbe un vero e proprio salto di qualità e di quantità nella penetrazione del mercato energetico, cosa che è condizione indispensabile per l'abbattimento dei costi.

Nel passare a sviluppare questa ipotesi di lavoro, si faccia riferimento allo schema di fig. 1, dove le diverse fonti rinnovabili vengono viste come giacimenti di energia collocati sul territorio, ciascuno coltivabile con un appropriata tecnologia ai fini di ottenere il prodotto energetico mostrato in fig. 1.

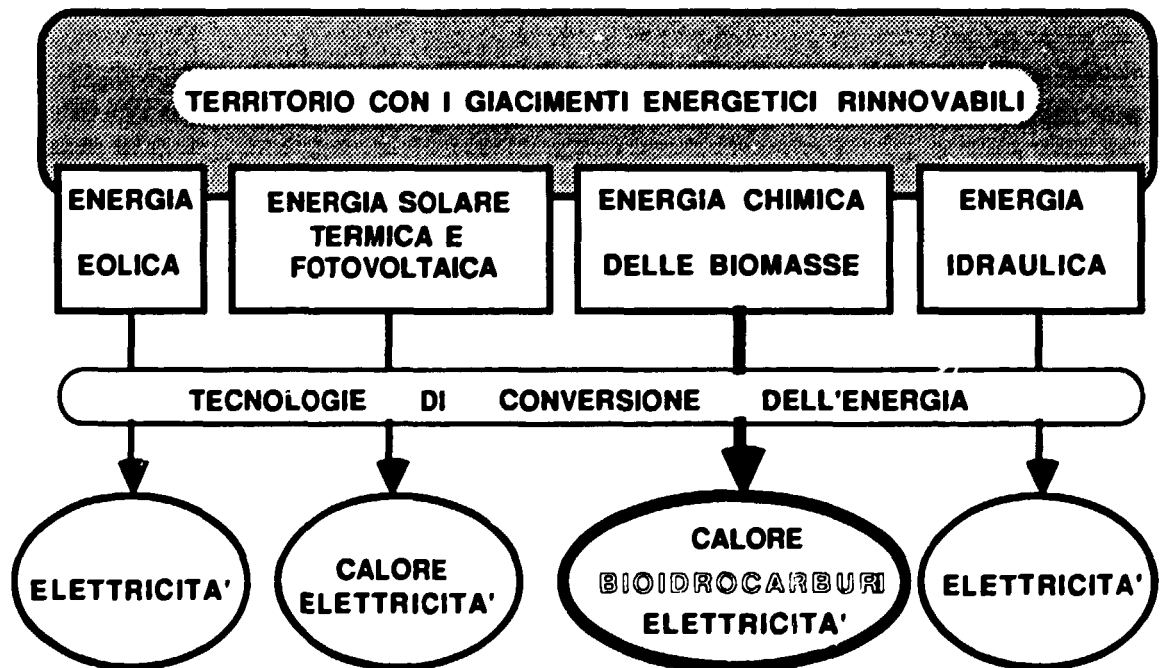


Fig. 1 - Schema concettuale dell'utilizzo del territorio come sorgente di energia

Si può rilevare che l'unica fonte rinnovabile, attualmente già allineata con la visione sopra ipotizzata, è rappresentata dalle biomasse. Infatti, nella loro versione di coltivazione di specie vegetali atte a produrre bio-idrocarburi, esse possono dar luogo ad un prodotto energetico finale direttamente collocabile sul mercato dei combustibili fossili.

Approfittando del fatto che questa linea di sfruttamento delle biomasse è quella più proposta e promossa dalla Unione Europea come alternativa per utilizzare i terreni agricoli da mettere a riposo per eccedenza di produzione alimentare, si vuole cogliere l'occasione per individuare uno schema logico generale di riferimento, che sia adattabile anche alle altre fonti rinnovabili e che consenta di stimarne il rendimento ed i costi di produzione.

A questo scopo si esamini la fig. 2, che mostra la linea concettuale di produzione del biocombustibile attraverso i diversi stadi di trasformazione dell'energia solare primaria.

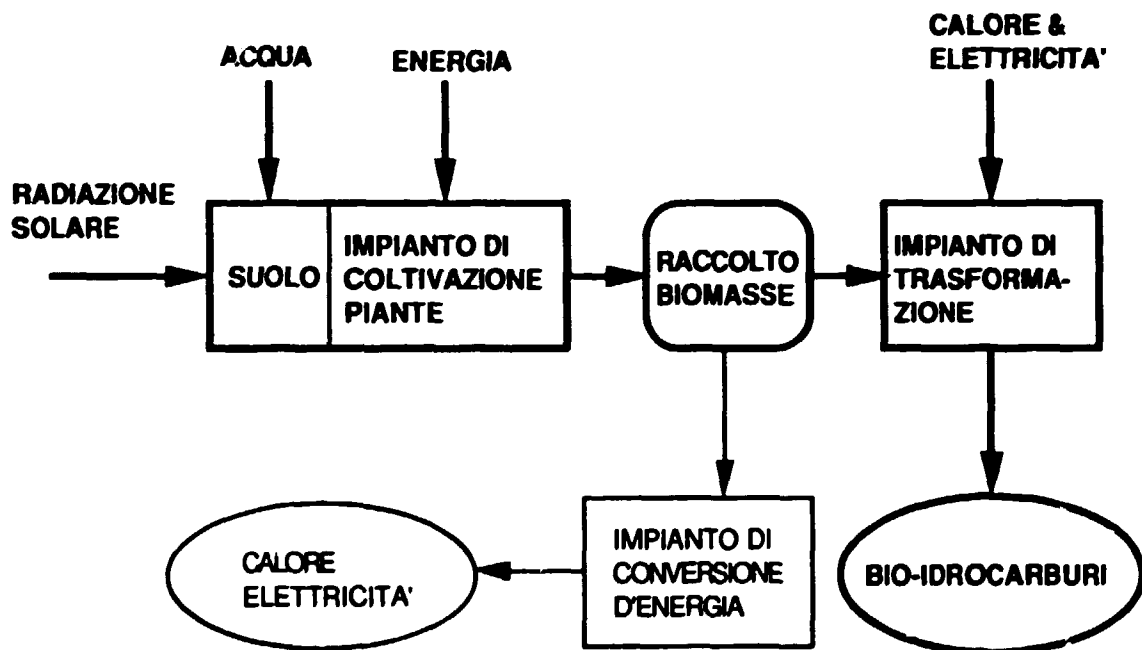


Fig. 2 - Rappresentazione logica del processo di produzione dei bio-idrocarburi dalle biomasse.

Nello schema si possono individuare i seguenti stadi principali:

- 1 - le risorse naturali utilizzate nel processo (radiazione solare, suolo e acqua);
- 2 - il sistema complesso di captazione delle risorse sul suolo e di conversione dell'energia primaria (terreno attrezzato con gli impianti di coltivazione);
- 3 - il prodotto della conversione energetica (raccolto di biomasse);
- 4 - gli impianti di trasformazione del prodotto (ad esempio termochimici);
- 5 - il prodotto finale voluto (bioidrocarburo).

La descrizione qualitativa del processo può essere fatta seguendo il flusso dell'energia a partire dallo stadio delle risorse fino al prodotto finale. L'energia primaria contenuta nella radiazione solare subisce un primo processo di conversione in energia chimica ad opera della fotosintesi

clorofilliana. L'energia chimica viene immagazzinata nelle biomasse vegetali, il cui raccolto costituisce il primo prodotto energetico. Attraverso un opportuno impianto bio-termo-chimico di trasformazione, alimentato eventualmente da energia immessa dall'esterno, il prodotto subisce un ulteriore cambiamento fino a pervenire ad uno o più idrocarburi di sintesi, che costituiscono il prodotto energetico finale (bioetanolo, biodiesel, ecc.).

Nel processo è anche presente un'uscita intermedia, connessa all'utilizzo diretto del raccolto di biomassa, che nel nostro caso considereremo come secondaria. Da questa uscita eventualmente possono essere messi a disposizione altri prodotti energetici, ad esempio il calore ottenuto attraverso la combustione del prodotto secco di biomassa e degli scarti e/o l'elettricità fornita da gruppi termoelettrici alimentati con il calore della combustione.

3.2 - La produzione di idrogeno come combustibile alternativo

Al fine di ricondurre alla stessa unità logica anche i processi di produzione delle altre fonti rinnovabili, se si prova ad estrarre dallo schema di fig. 2 gli elementi logici essenziali, si perviene allo schema semplificato mostrato in fig. 3.

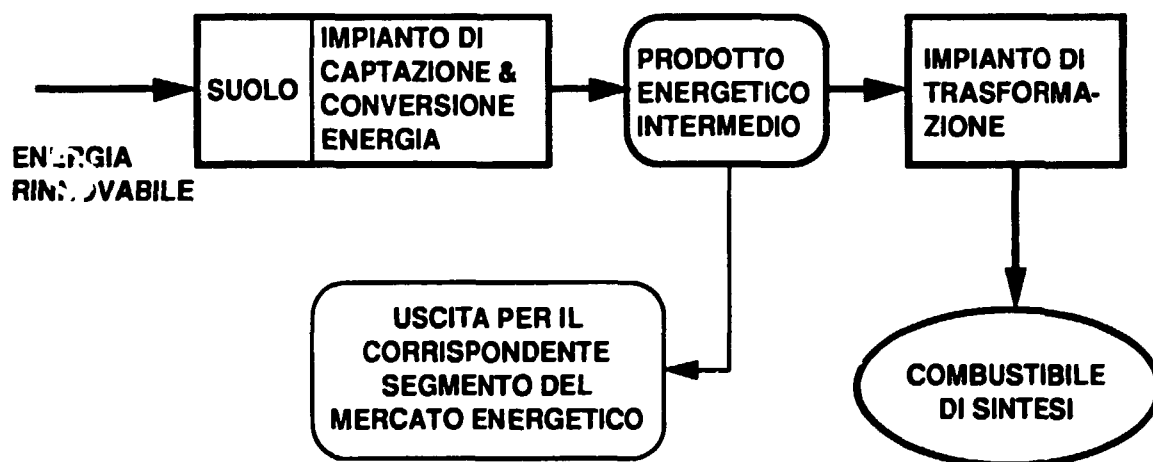


Fig. 3 - Schema logico semplificato del processo di produzione dei combustibili di sintesi per le fonti rinnovabili.

Con riferimento a questo schema, la linea oggi praticata per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili appare arrestarsi al livello del prodotto intermedio. E', infatti, a questo punto che le odierne strategie di sviluppo delle tecnologie si fermano, ritenendo sufficiente il solo stadio della captazione e conversione di energia per avere in uscita un prodotto energetico (ad esempio elettricità) di per sé già collocabile sul corrispondente segmento del mercato dell'energia elettrica. E' chiaro, tuttavia, che tale prodotto si potrà collocare soltanto in quelle nicchie dei diversi segmenti del mercato energetico, dove in qualche modo sia dimostrabile la convenienza economica, sia sulla base di considerazioni di competitività parziale, sia facendo ricorso a incentivazioni economiche di carattere ambientale. E' altrettanto chiaro che una tale visione "di nicchia" risulta molto riduttiva e contraddittoria rispetto al potenziale largo impiego delle fonti rinnovabili, che ci si deve attendere in relazione al passaggio ad uno sviluppo più sostenibile.

Questo atteggiamento strategico riduttivo, di fatto, finisce per confinare le fonti pulite in un ruolo energetico marginale dal punto di vista quantitativo e, di conseguenza, del tutto insignificante a fronte delle grandi dimensioni dei problemi ambientali globali.

Studiando questo tipo di problematiche si perviene alla conclusione che il superamento dello stato di stallo concettuale delle fonti intermittenti potrebbe avvenire completando la linea di produzione con un opportuno stadio di accumulo dell'energia solare, realizzabile, per esempio, attraverso la produzione elettrolitica dell'idrogeno, il suo stoccaggio ed il suo riutilizzo in una fase differita nel tempo e nello spazio [2, 6]. E' facile verificare che questa soluzione risponde anche alle esigenze sopra prospettate di omogenizzazione della qualità tecnica delle fonti rinnovabili.

Per comprendere questa affermazione si consideri la tabella N.1, che estende il concetto dello schema di fig. 3 a tutte le fonti rinnovabili.

TABELLA N. 1 - PRODUZIONE DI COMBUSTIBILI DI SINTESI CON LE FONTI RINNOVABILI

Risorse primarie / Linea di produzione	IMPIANTO DI CAPTAZIONE & CONVERSIONE ENERGIA	PRODOTTO ENERGETICO INTERMEDIO	IMPIANTO DI TRASFORMAZIONE	COMBUSTIBILE FINALE DI SINTESI
RADIAZIONE SOLARE SUOLO ACQUA & ENERGIA	COLTIVAZIONI PIANTE	BIOMASSA	PROCESSI BIO- TERMOCHIMICI	BIOALCOOL BIO-OLII COMBUSTIBILI
RADIAZIONE SOLARE SUOLO & ACQUA	CONCENTRATO- RI SOLARI TERMICI	CALORE AD ALTA TEMPERATURA	TERMOLISI ACQUA	IDROGENO
RADIAZIONE SOLARE SUOLO & ACQUA	PANNELLI FOTOVOLTAICI	ELETTRICITA'	ELETTROLISI ACQUA	IDROGENO
VENTO SUOLO & ACQUA	GENERATORI EOLICI	ELETTRICITA'	ELETTROLISI ACQUA	IDROGENO
PIOGGIA & SUOLO	CENTRALI IDRO- ELETTRICHE	ELETTRICITA'	ELETTROLISI ACQUA	IDROGENO

Come si può verificare, oltre alle biomasse, il prodotto energetico finale per tutte le altre fonti rinnovabili potrebbe essere costituito da un combustibile pulito, l'idrogeno, che può essere utilizzato nel mercato generale dell'energia primaria, in alternativa ai combustibili fossili. Naturalmente, perché ciò avvenga, è necessario ipotizzare un graduale cambiamento delle modalità d'uso dell'energia, unitamente ad alcune modifiche tecniche alle apparecchiature di utenza, modifiche che, in ogni caso, sono 2^a la portata della presente tecnologia [7]. Si ritiene, altresì, che lo sforzo economico da sostenere per questa sostituzione energetica possa essere proficuamente remunerato mediante la contabilizzazione dei benefici ambientali conseguibili. E' del pari presente la consapevolezza di quanto il cambiamento sia difficile, dal momento che esso richiede la profonda revisione delle strutture dei mercati energetici. In ogni caso, guardando ad una prospettiva di lungo periodo, quando, da un lato, la penuria di combustibili fossili porterà

inevitabilmente ad una lievitazione dei prezzi dell'energia e, dall'altro lato, la crisi ambientale globale imporrà il passaggio a combustibili più puliti, l'idrogeno appare come una fra le più probabili alternative.

4 - ANALISI APPROSSIMATIVA DEI COSTI

4.1 - Calcolo del costo di produzione

Si può dimostrare che, sotto certe ipotesi, applicabili al caso delle fonti rinnovabili, in cui il costo del combustibile può essere considerato nullo, il costo di produzione dell'unità di energia, all'uscita da una catena di n stadi di trasformazione, in cui sia logicamente divisibile il processo di produzione dell'energia, è calcolabile secondo la seguente espressione [8]:

$$C_{out} = \frac{\sum_i (Q_i + K_i) I_i}{E_{input} \prod_i \eta_i} \quad (1)$$

Dove la sommatoria a numeratore rappresenta la spesa annualizzata sostenuta per gli impianti e per la loro manutenzione ed esercizio ed il prodotto a denominatore indica l'energia erogata annualmente all'utenza. Più specificatamente si ha che:

- C_{out} rappresenta il costo dell'unità di energia all'uscita della catena;
- l'indice "i" della somma a numeratore e del prodotto a denominatore va da 1 ad n, con n che rappresenta lo stadio finale di uscita della catena;
- Q_i è il fattore di annualità che attualizza i costi dell'investimento fatto per l'i-esimo stadio su tutta la sua vita operativa, espresso dalla successiva relazione (2);
- K_i è il fattore annuale di costo dell'esercizio e manutenzione espresso in per cento del costo totale d'investimento;
- I_i è il costo totale dell'investimento per l'i-esimo stadio della catena;
- E_{input} è l'energia primaria che annualmente entra nel primo stadio del processo;
- η_i è l'efficienza di conversione energetica dello stadio i-esimo.

A sua volta il fattore di annualità è dato da:

$$Q_i = \frac{r}{1 - (1+r)^{-N}} \quad (2)$$

Dove:

- r è il tasso annuale d'interesse reale (al netto dell'inflazione) pagato per l'investimento;
- N è la vita operativa del componente i-esimo espressa in anni.

Tanto per fissare le idee, si consideri il caso più interessante della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, come, per esempio, l'eolico, il fotovoltaico o l'idroelettrico. Ai fini della stima del costo di produzione dell'idrogeno e per ragioni di sintesi, conviene schematizzare il processo produttivo in tre stadii in cascata come in fig. 4.

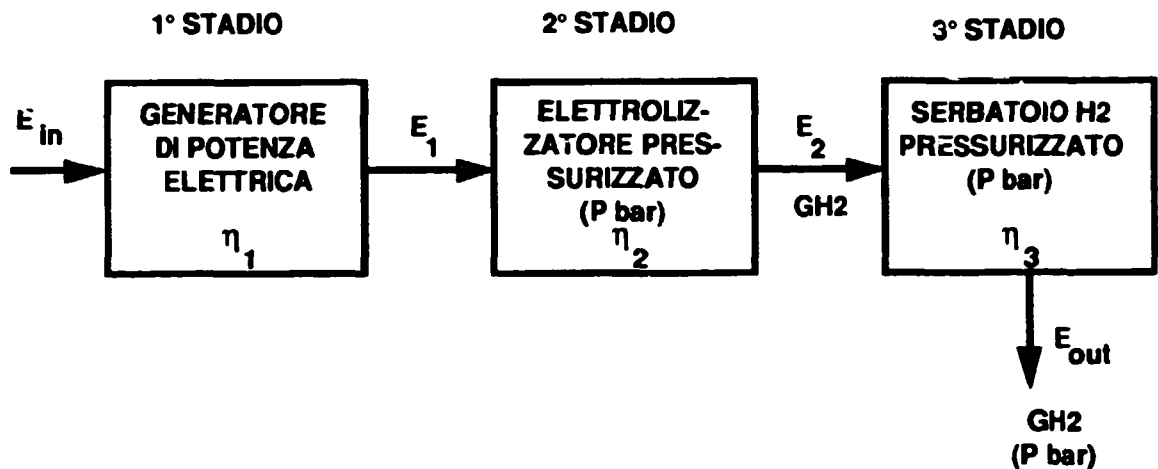


Fig. 4 - Processo schematico di produzione dell'idrogeno da fonte rinnovabile.

Nel primo stadio vengono raggruppate tutte le apparecchiature dell'impianto, preposte a convertire l'energia rinnovabile primaria E_{in} in energia elettrica E_1 . Il rendimento totale di questo stadio, η_1 , tiene conto sia dell'efficienza di conversione, sia del rendimento degli apparecchi elettronici per il condizionamento della potenza. Il secondo stadio comprende tutto il processo di trasformazione dell'elettricità in idrogeno gassoso (GH2), ottenuto per elettrolisi dell'acqua, nonché la purificazione del gas, con un rendimento energetico dell'intero secondo stadio pari a η_2 . Il terzo stadio, infine, è costituito dal serbatoio pressurizzato per lo stoccaggio dell'idrogeno gassoso alla pressione di P bar, da cui il gas viene erogato agli utenti con un rendimento energetico dello stadio pari a η_3 .

Pertanto, nel modello qui adottato, l'energia erogata agli utenti, E_{out} , sotto forma d'idrogeno gassoso a P bar sarà pari a:

$$E_{out} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 E_{in} \quad (3)$$

Nell'immaginare le tecnologie di realizzazione del processo si è effettuata, rispetto al presente stato, una piccola estrapolazione soltanto per quanto riguarda l'elettrolizzatore. Si è assunto che l'attuale produzione prototipale degli elettrolizzatori pressurizzati possa presto essere disponibile in versione commerciale, cosicché si possa fare a meno dello stadio di compressione dell'idrogeno per alimentare il serbatoio di stoccaggio e la successiva rete di distribuzione del gas.

In questo caso la (1) si riduce alla seguente forma di soli tre termini:

$$C_{out} = C_1 + C_2 + C_3 \quad (4)$$

Dove:

$$C_1 = (Q_1 + K_1) I_1 / E_{out} \quad (5)$$

rappresenta il contributo al costo unitario dell'energia dell'idrogeno dovuto al costo di produzione dell'elettricità rinnovabile che alimenta l'elettrolizzatore e

$$C_2 = (Q_2 + K_2) I_2 / E_{out} \quad (6)$$

$$C_3 = (Q_3 + K_3) I_3 / E_{out} \quad (7)$$

racchiudono rispettivamente i costi aggiunti dall'elettrolisi e dallo stoccaggio dell'idrogeno.

4.2 - Le condizioni per la competitività

Si supponga, ora, che il prezzo attuale medio di vendita dell'unità di energia sul mercato dei combustibili convenzionali sia pari a C_E e che tale prezzo sia comprensivo, oltre che del costo "interno" di produzione, C_p , anche di tutte le "esternalità" socio-ambientali collegate al processo di produzione. Queste ultime verranno schematizzate mediante l'aggiunta di un termine D_a , che tiene conto della contabilizzazione dei danni socio-ambientali. Di conseguenza, il prezzo reale dell'unità di energia convenzionale sarà espresso da:

$$C_E = C_p + D_a \quad (8)$$

Nello scenario, qui adottato, di medio-lungo periodo, il valore del costo reale C_E subirà un'evoluzione in aumento in relazione al verificarsi di due fenomeni concomitanti:

- il progressivo esaurirsi delle riserve naturali, che farà aumentare il prezzo dei combustibili;
- il maggior riconoscimento della crisi ambientale, che farà crescere il termine di contabilizzazione dei danni sociali.

Quindi in generale si avrà nel medio-lungo periodo che:

$$C_E' = C_p' + D_a' \quad (9)$$

L'aumento del costo dei combustibili può essere schematizzato con l'introduzione di un fattore moltiplicativo G tale che il valore futuro sia in relazione con quello presente tramite la proporzione:

$$C_p' = G C_p \quad (10)$$

con ($G > 1$).

Analogamente si può pensare che in futuro la presa di coscienza circa la crisi ambientale produca un maggior riconoscimento dei danni sociali, in modo che, rispetto al valore presente, si abbia:

$$D_a' = B D_a \quad (11)$$

con ($B > 1$).

Infine, per quanto concerne il valore presente del danno socio-ambientale, D_a , si assuma per semplicità che esso sia esprimibile in termini di prezzo attuale del combustibile mediante un fattore A tale che:

$$D_a = A C_p \quad (12)$$

con ($A > 0$).

In definitiva, stanti le (10), (11) e (12), si avrà dalla (9) che:

$$C_E' = (G + BA) C_p \quad (13)$$

Nel condurre il confronto con il costo di produzione dell'energia dell'idrogeno, si assuma, per semplicità, che tale tipo di produzione da fonte rinnovabile abbia un trascurabile impatto socio-ambientale, per cui in questo caso il costo reale di produzione coincida con il costo interno. Allora, stante le relazioni (4), (9) e (13), l'energia dell'idrogeno potrà essere considerata competitiva sul mercato dei combustibili solo se il suo costo finale di produzione soddisferà alla seguente condizione:

$$C_{out} < C_E' = (G + BA) C_p \quad (14)$$

Prima di affrontare, tramite la (4), la stima del costo di produzione dell'energia dell'idrogeno in termini assoluti, conviene procedere ad una valutazione in senso relativo, assumendo come termine di riferimento il contributo C_1 dovuto al costo di produzione dell'elettricità delle fonti rinnovabili. Ciò soprattutto perché in questo modo la stima viene svincolata dal verificarsi o meno degli effetti previsionali di abbattimento di questa voce di costo e l'analisi viene focalizzata principalmente sui costi aggiunti nel successivo processo di trasformazione in idrogeno. In questo caso la (14) diviene:

$$C_{out}/C_1 < (G + BA) (C_p/C_1) \quad (15)$$

Ricordando la (4) ed effettuando semplici operazioni algebriche, ciò equivale a scrivere l'espressione seguente:

$$\frac{C_2 + C_3}{C_1} < [(G + BA) (C_p/C_1) - 1] \quad (16)$$

L'espressione a primo membro rappresenta in termini relativi il costo aggiunto dal processo di elettrolisi e stoccaggio dell'idrogeno, mentre il secondo membro rappresenta il margine di costo, che esiste in virtù dei benefici ambientali indotti e dei costi sociali evitati, margine che si rende disponibile per coprire i costi aggiunti nel primo membro.

Pertanto l'espressione (16) traduce in termini quantitativi il concetto che, per essere competitivo sul mercato dei combustibili, l'idrogeno prodotto da fonte rinnovabile dovrà avere, rispetto all'energia elettrica rinnovabile impiegata per la sua produzione, un costo aggiunto non superiore al margine consentito dal recupero dei benefici socio-ambientali.

L'osservazione della (16) rende immediatamente evidente che la competitività sarà tanto più marcata quanto maggiore sarà il margine di recupero dei costi aggiunti. Questo, a sua volta, dipende in modo diretto dalla grandezza di G , di B e di A ed in modo inverso dal valore di C_1 in rapporto a C_p .

Approfittando di queste dipendenze, si può tentare di fissare un valore per il margine, mediante l'adozione di alcune ragionevoli ipotesi:

1 - Tutte le analisi effettuate sull'andamento dei costi di produzione dell'energie rinnovabili concordano sul fatto che, sia per l'effetto delle economie di scala, sia, dove possibile, per il verificarsi di "break through" tecnologici, il costo dell'unità di energia potrà essere abbassato

fino a raggiungere il valore del costo attuale dell'energia convenzionale. Ciò si traduce nella ragionevole previsione che in prospettiva si possa avere ($C_1 = C_p$).

2 - Nella prospettiva di medio-lungo termine, qui assunta, è molto probabile che il progressivo esaurirsi delle riserve petrolifere faccia lievitare verso l'alto il prezzo del combustibile fossile. L'agenzia governativa USA, l'Energy Information Administration, preposta al monitoraggio della situazione dei prezzi del mercato mondiale dell'energia, prevede per il 2010 che il prezzo del petrolio greggio possa salire fino a 34 \$ al barile [9], cosa che corrisponde a più che un raddoppio dell'attuale valore di mercato. Si può, quindi, ragionevolmente supporre che il prezzo del petrolio possa arrivare a duplicarsi, cosicché nella (16) il fattore G può essere considerato uguale a 2.

3 - Le più recenti analisi condotte sulla contabilizzazione dei costi socio-ambientali della produzione di energia convenzionale [10, 11] hanno indicato stime che si traducono in un valore del fattore A, che lo colloca all'interno dell'intervallo tra 1 e 3 in dipendenza dalla contabilizzazione dei costi ambientali dell'effetto serra.

4 - In prima approssimazione e per semplicità, si consideri che la contabilizzazione attuale dei danni ambientali sia così esauriente che il valore di D_a non possa subire rilevanti modifiche nel futuro. Pertanto, nella (16) il valore di B è da considerare uguale ad 1.

Applicando al secondo membro della (16) le precedenti ipotesi, si trova che il margine di recupero dei costi aggiunti si va a collocare tra un fattore 2 e 4 rispetto al costo attuale dell'energia. Ciò significa che, ai fini della competitività finale, i costi aggiunti dalla produzione e dallo stoccaggio dell'idrogeno potranno essere tollerati se, nel caso peggiore, essi almeno non superino il costo di $2C_p$. Nel caso migliore poi, per il quale esiste un maggior riconoscimento dei benefici socio-ambientali, il margine di tolleranza può arrivare a raddoppiarsi, permettendo di accettare costi aggiunti fino a 4 volte C_p .

4.3 - Analisi di congruità del costo

A questo punto non rimane che verificare se, sempre restando nella visione prospettica qui adottata, il calcolo dell'espressione a primo membro della (16) fornisce un risultato congruente con il margine sopra indicato. Per fare ciò occorre fissare l'attenzione su ciascuna fonte rinnovabile. Vista l'importanza che va assumendo il solare fotovoltaico, si assumerà questo come caso esemplificativo di studio, ricordando, tuttavia, che i risultati sono estendibili a molti altri casi di applicazione delle altre fonti rinnovabili.

Come primo passo, si provi a calcolare C_1 nella prospettiva indicata del verificarsi di ($C_1 = C_p$). A questo proposito si vuole ricordare che l'attuale prezzo dell'olio combustibile fluido, franco consumo e tasse escluse, si aggira sulle 13000 L/GJ [12]. Allora occorre verificare che tale prezzo sia congruo con l'assunto e cioè che:

$$C_1 = C_p = 13000 \text{ L/GJ} \quad (17)$$

Per i parametri che compaiono nella (5) verranno assunte le seguenti ipotesi prospettiche, già ampiamente discusse in un precedente lavoro [13]:

- $Q_1 = 0.065$ (interesse reale pari al 5% e vita operativa degli impianti fotovoltaici pari a 30 anni);
- $K_1 = 1\%$ all'anno dell'investimento totale;
- $E_{in} = 1800 \text{ kWh/m}^2$ all'anno (pannelli fotovoltaici posti nell'Italia meridionale ed inclinati secondo la latitudine);

- $\eta_1 = 15\%$; $\eta_2 = 85\%$; $\eta_3 = 95\%$.

Inoltre, poiché in genere il costo d'impianto è dato in L/kWp e sul mercato energetico l'unità di misura è il GJ, conviene esprimere anche l'energia annuale erogata in GJ/kW, utilizzando il fatto che 1 kWp corrisponde ad un'area dei pannelli fotovoltaici pari a:

$$(1/\eta_1) \text{ m}^2 = (1/0.15) = 6.67 \text{ m}^2.$$

Si ottiene con qualche calcolo dalla (3):

$$E_{\text{out}} = 1453 \text{ kWh/kW all'anno} = 5.2 \text{ GJ/kW all'anno.}$$

In definitiva, stante la (5) e le ipotesi sopra effettuate, la condizione (17) è soddisfatta se il costo totale dell'impianto fotovoltaico può essere contenuto entro:

$$I_1 = 900000 \text{ L/kWp} \quad (18)$$

Tutte le analisi proiettive condotte sui costi degli impianti fotovoltaici [14, 15] concordano sostanzialmente nel riconoscere come molto probabile l'ottenimento di questo valore. Pertanto, in conclusione, si può ritenere congruo l'assumere che il costo unitario dell'energia fotovoltaica possa essere abbassato fino al valore mostrato dalla (17).

4.4 - Stima dei costi aggiunti

Stabilita la validità dell'ipotesi fatta per il secondo membro della (16), si passi ora a valutare il primo.

Analogamente a quanto sopra ipotizzato si assumano i seguenti valori dei parametri [13]:

- $Q_2 = 0.096$ (interesse reale pari al 5% e vita operativa degli elettrolizzatori pari a 15 anni);
- $K_2 = 2\%$ all'anno dell'investimento totale;
- $I_2 = 800000 \text{ L/kWe}$;
- $Q_3 = 0.065$ (interesse reale pari al 5% e vita operativa dei serbatoi pressurizzati pari a 30 anni);
- $K_3 = 1\%$ all'anno dell'investimento totale;
- $P = 30 \text{ bar}$
- $I_3 = 800000 \text{ L/m}^3$.

Considerando il potere calorifico inferiore per il contenuto di energia dell'idrogeno gassoso in condizioni normali ($PC_{H_2} = 10.8 \text{ MJ/m}^3$), si trova che alla pressione operativa di 30 bar il contenuto energetico di 1 m^3 di idrogeno è pari a circa 0.324 GJ. Quindi si avrà:

$$I_3 = 800000 \text{ L/m}^3 = 2469000 \text{ L/GJ.}$$

Si supponga, infine, che il serbatoio in questione venga riempito e svuotato una volta ogni due mesi (accumulo quasi stagionale). Allora in media ogni m^3 di serbatoio verrà utilizzato 6 volte ogni anno. Di conseguenza il costo da addebitare sull'unità di energia sarà ridotto ad 1/6 del costo totale annuale. In definitiva, si dovrà considerare come costo specifico:

$$I_3/6 = 411000 \text{ L/GJ.}$$

Per uniformare, infine, le unità di misura, occorre esprimere il costo specifico del serbatoio invece che in L/GJ in L/kW. Ciò può essere fatto ricordando che 1 kW di impianto fotovoltaico produce 5.2 GJ di energia in idrogeno a 30 bar. Quindi si avrà:

$$I_3/6 = 2137000 \text{ L/kW.}$$

A questo punto si hanno tutti gli elementi per calcolare i costi annuali aggiunti ed il costo totale dell'idrogeno, ottenendo:

$$\begin{aligned} C_2 &= 17846 \text{ L/GJ;} \\ C_3 &= 30822 \text{ L/GJ;} \\ C_{\text{out}} &\approx 62000 \text{ L/GJ.} \end{aligned}$$

Ricordando la (17), perciò, si ottiene per il primo membro della (11):

$$\frac{C_2 + C_3}{C_1} \approx 3.7 \quad (19)$$

In definitiva, sotto le precedenti ipotesi, il valore ottenuto è compatibile soltanto con l'ipotesi più favorevole del maggior riconoscimento dei benefici socio-ambientali, mentre esso esclude la competitività per il caso più conservativo. Quindi, nella prospettiva assunta, la produzione di idrogeno da fotovoltaico è da ritenere collocabile sul mercato dei combustibili fossili in condizioni di competitività soltanto se i valori socio-ambientali avranno il più ampio riconoscimento.

Tuttavia, se si vanno ad esaminare le singole componenti di costo, si trova che il contributo dovuto al serbatoio in pressione risulta la parte maggiore (30822 L/GJ pari a circa il 50% del costo dell'idrogeno). Come si è visto questo contributo dipende fortemente dal ciclo di utilizzo del serbatoio. Per esempio, se invece di 6 cicli annuali se ne fanno 10, C_3 si riduce del 60% a 18493 L/GJ, portando il valore dei costi aggiunti a 36339 L/GJ, che corrisponde ad un fattore 2.8 rispetto al costo attuale dell'olio combustibile. Quindi, con il semplice miglioramento dell'utilizzo del serbatoio di accumulo, il costo di produzione dell'idrogeno può essere portato quasi al limite per la competitività generale.

Risulta, pertanto, evidente che, anche senza escogitare particolari soluzioni tecnologiche innovative per lo stadio di accumulo, anche la competitività generale potrà essere ottenuta pensando ad una soluzione semplice, quale per esempio può essere l'immissione diretta del gas in una rete di distribuzione dell'idrogeno, analoga a quella odierna del metano (o utilizzando la stessa), in cui il tempo di permanenza dell'energia nello stadio di accumulo sia riducibile al minimo.

5 - CONCLUSIONI

In conclusione di questo esercizio proiettivo, si vuole ricordare che sostanzialmente si è fatto ricorso a due ipotesi: quella di un probabile raddoppio dei prezzi dei combustibili convenzionali e quella di poter operare sul mercato dell'energia in regime di prezzi reali, nei quali, cioè, siano compresi anche tutti i costi socio-ambientali. Sotto tali ipotesi, si è dimostrato che appare come

molto probabile il fatto che l'idrogeno prodotto dalle fonti rinnovabili possa essere collocato sul mercato dei combustibili primari in condizioni di sostanziale competitività. E', pertanto, prevedibile che, nello scenario qui adottato, possano essere rese disponibili sul mercato dell'energia convenzionale anche quantità considerevoli di energia chimica pulita sotto forma di idrogeno proveniente dalle fonti rinnovabili.

A riprova di quanto detto, si consideri il caso presente di una fonte rinnovabile, come l'idroelettrico, che ha già raggiunto la competitività sul mercato dell'energia elettrica. Nel caso di grossi impianti, il costo di produzione si aggira intorno alle 50 L/kWh, che corrisponde a 14000 L/GJ. Allora, in questo caso, si è già raggiunta la condizione (17) senza dover ipotizzare un aumento del prezzo del petrolio. In questo caso, poiché la produzione annuale di energia elettrica per ogni kW d'impianto si aggira intorno ai 6000 kWh, che corrisponde a circa 18 GJ/kW all'anno di idrogeno erogato, i costi aggiunti ed il costo totale dell'energia si riducono rispettivamente a:

$$\begin{aligned} C_2 &= 5170 \text{ L/GJ}; \\ C_3 &= 8940 \text{ L/GJ}; \\ C_{\text{out}} &= 28000 \text{ L/GJ}. \end{aligned}$$

La (16) diviene pertanto:

$$\frac{C_2 + C_3}{C_1} \approx 1 \quad (20)$$

e la condizione di competitività risulta completamente verificata per tutto l'intervallo dei valori di A presi in esame. Di conseguenza, l'idrogeno prodotto oggi dall'idroelettrico potrebbe essere considerato competitivo solo che fossero contabilizzati, anche al minimo, i costi socio-ambientali nel prezzo dei combustibili convenzionali.

Tornando al caso più generale, per quanto si è detto circa la qualità ed il valore dell'energia, la possibilità di immettere sul mercato dei combustibili notevoli quantità di idrogeno permetterà alle fonti rinnovabili intermittenti di superare gli inconvenienti tecnici, che ne limitano fortemente il ruolo. Come conseguenza si avrebbe un consistente ampliamento del mercato dell'energia rinnovabile, mediante cui il contributo delle fonti rinnovabili al risanamento ambientale potrà finalmente divenire significativo.

6 - BIBLIOGRAFIA

- 1 - H. Scheer: "Solar Energy - What Are Its Driving Forces?" - The Yearbook of Renewable Energies 1994 - EUROSOLAR Publications UNESCO-UE, Ponte Press Verlags-GmbH, Bochum, p. 2
- 2 - D. Coiante, L. Barra: "Can photovoltaics become an effective energy option?" - Solar Energy Materials and Solar Cells, 27(1992) pp. 79-89
- 3 - D. Coiante: "Il territorio italiano e la densità di energia rinnovabile" - HTE Energie Alternative, in corso di pubblicazione.
- 4 - World Energy Council: "Penetration of Intermittent Sources into Energy Systems" - New Renewable Energy Resources, Kogan Page London 1994, p. 120

- 5 - D. Coiante, L. Barra: "Il potenziale energetico delle fonti rinnovabili" - Notiziario dell'ENEA ENERGIA E INNOVAZIONE, N. 11/12, Novembre/dicembre 1993, pp. 43-54
- 6 - L. Barra, D. Coiante: "Hydrogen-PV stand-alone power stations: a sizing method" - Int. J. Hydrogen Energy Vol.18, N.4 (1993), pp. 337-344
- 7 - C. J. Winter, J. Nitsch: "Hydrogen as an Energy Carrier" - Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 1988
- 8 - D. Coiante: "Il costo di produzione dell'energia elettrica secondo il metodo dell'IEA" - Rapporto Tecnico ENEA RT/ERG/93/30 (1993)
- 9 - DOE-EIA: "International Energy Outlook 1994" - DOE/EIA Report 0484(94), p.11
- 10 - O. Hohmeyer: " Social Costs of Energy Consumption" - Berlin Heidelberg New York, Springer-Verlag. (1988).
- 11 - O. Hohmeyer, E. Gartner: " The Costs of Climate Change" - Report to Commission of the European Community, Freiburg, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. (1992).
- 12 - Notiziario dell'ENEA Risparmio Energetico: "Prezzi delle forniture di combustibili all'industria". - N. 40 (1993), p.103
- 13 - L. Barra, D. Coiante: "Energy cost analysis for Hydrogen-photovoltaic stand-alone power stations". - Int. J. Hydrgen Energy, Vol. 18, N.8 (1993), pp.685-693
- 14 - J.M. Ogden, R. H. Williams: "Electrolytic Hydrogen from thin-film solar cells". - Int. J. Hydrogen Energy Vol. 15 (1990), pp.155-159
- 15 - D. Coiante: "Il limite di costo dell'energia fotovoltaica". - Rapporto Tecnico ENEA, RT/ENERG/91/03 (1991)

**Edito dall'Enea
Direzione Relazioni Esterne
V. le Regina Margherita, 125 - 00198 Roma
Finito di stampare nel mese di marzo 1995
presso il Tecnografico**

L

T34

95

12

05

