

IDROGENO E CELLE A COMBUSTIBILE: BREVE ANALISI ENERGETICA DI UNA OPZIONE FORTEMENTE DIBATTUTA

Borchiellini R., Cali M., Santarelli M., Torchio M.F.

Dipartimento di Energetica, Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino (Italy)

Tel. +39.011.564.4487 – Fax. +39.011.564.4499

e.mail: romano.borchiellini@polito.it, michele.cali@polito.it, massimo.santarelli@polito.it, marco.torchio@polito.it

SOMMARIO

Negli ultimi anni il dibattito intorno all'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico ha dato origine a analisi e valutazioni oscillanti tra forti entusiasmi e posizioni più critiche. Nell'articolo sono riportate alcune riflessioni sul significato che potrebbe assumere la sostituzione di combustibili convenzionali con idrogeno in alcune applicazioni energetiche tra le più significative (il settore dei trasporti e quello della cogenerazione residenziale), con alcuni semplici calcoli a supporto delle analisi effettuate. L'analisi proposta prende in esame un punto di vista strettamente energetico. Questo elemento è uno ma non l'unico per effettuare delle scelte: in particolare i fattori economici (l'evoluzione dei prezzi delle fonti, e di conseguenza dei vettori come l'idrogeno che da esse derivano, e delle tecnologie) e i fattori ambientali devono pesare significativamente, per cui ci si ripropone ulteriori analisi che amplino e integrino l'aspetto energetico.

INTRODUZIONE

Con il periodico ritorno di discussioni e dibattiti accesi sul problema dell'esaurimento dei combustibili fossili e del concomitante e crescente impatto ambientale, sempre più spesso si ascoltano proposte di affrontare tali problemi ricorrendo all'utilizzo diffuso dell'idrogeno, suffragate dalle argomentazioni più diverse e, spesso, velleitarie. Se si aggiunge che sull'utilizzazione energetica dell'idrogeno da un canto cresce il clamore mediatico e dall'altro molti governi stanno spostando cospicue risorse finanziarie, diventa spesso difficile riflettere con il rigore che invece sarebbe necessario ed esprimere opinioni meditate per una materia complessa e così rilevante per la generazione attuale e per quelle future.

Gli autori di queste note sono sommessamente ma fermamente convinti che, a prescindere dall'entità del successo che avrà nei prossimi decenni la diffusione delle tecnologie dell'idrogeno, i ricercatori abbiano il dovere di

fornire ai decisori politici dati e informazioni più oggettivi possibile, riducendo al minimo le incertezze e separando le legittime convinzioni ideologiche dalla razionale esposizione dei fatti.

È questo l'intento con cui si riportano qui di seguito poche e semplici riflessioni sul significato che potrebbe avere sostituire i combustibili convenzionali con idrogeno in alcune applicazioni energetiche significative. A supporto delle argomentazioni proposte, si riportano anche alcuni semplici esercizi numerici perché siano un contributo costruttivo al dibattito, pur se modesto e circoscritto, preludio di studi più approfonditi e non per sottolineare posizioni perentorie e definitive.

È stato preso in esame un punto di vista strettamente energetico, che non è e non può essere esaustivo. Anche i fattori economici (i costi di combustibili fossili e derivati come l'idrogeno e delle tecnologie) e quelli ambientali devono pesare significativamente sulle scelte e saranno oggetto di un

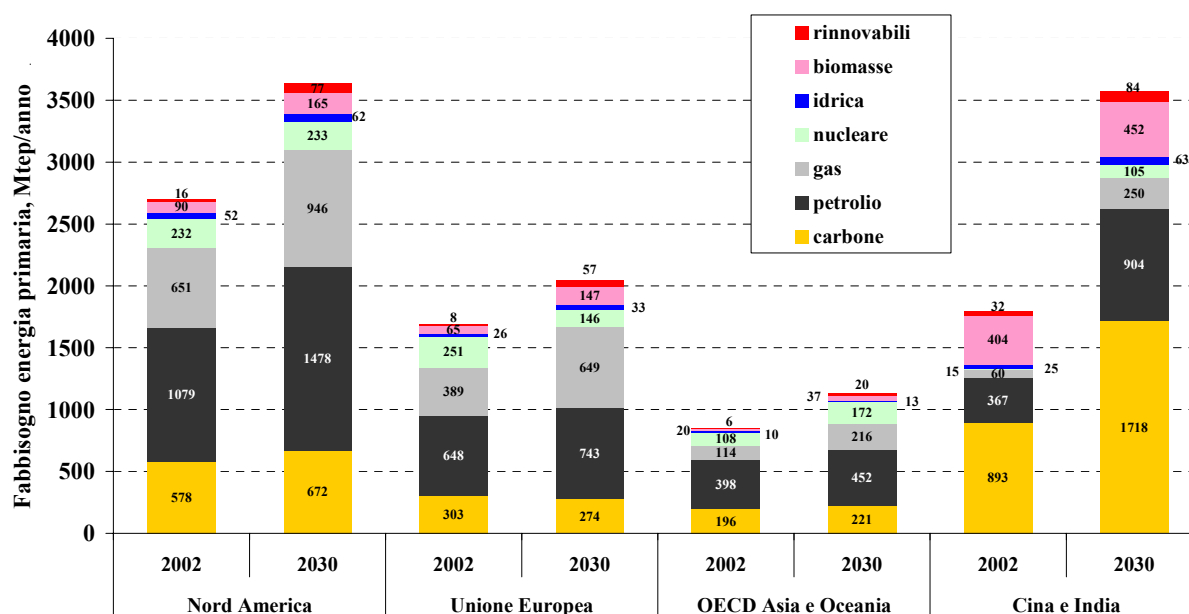


Figura 1 - Fabbisogno di energia da fonti primarie al 2002 e previsioni IEA al 2030 [1]. L'Africa, l'America Latina e l'Ex Unione Sovietica incidono al 2002 rispettivamente per il 5%, 6% e 9% [2], mentre non sono state rilevate in [1] previsioni distinte per fonte al 2030.

prossimo lavoro.

SCENARI INTERNAZIONALI E NAZIONALI ATTUALI E FUTURI

La International Energy Agency, IEA, uno dei riferimenti più autorevoli sull'analisi dei fabbisogni di energia, formulando ipotesi attendibili e probabili su fattori critici come la crescita della popolazione mondiale, gli sviluppi tecnologici, l'evoluzione del mercato dell'energia, ecc., ha delineato per i prossimi 25 anni uno scenario di crescita che è di circa il 30% nei paesi OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development) e ancora superiore nei paesi emergenti [1].

Dalla ripartizione delle principali fonti nelle macroaree geografiche del pianeta, riportata in Figura 1, si deduce che i combustibili fossili rimarranno la sorgente principale di approvvigionamento e che il petrolio rimarrà ancora la fonte più significativa anche se aumenterà l'importanza del gas naturale. Solo in Europa si prevede una flessione di carbone e nucleare, mentre la Cina, che diventerà il secondo paese per consumi, investirà decisamente sul carbone lasciando un ruolo minoritario al gas.

La stessa IEA ritiene che nello stesso periodo la penetrazione dell'idrogeno, ancorché lo si consideri un vettore di energia e non una fonte, sarà marginale.

Peraltro previsioni più dettagliate del Department of Energy degli USA [1] prevedono una penetrazione significativa dell'idrogeno, in particolare se lo si produce a partire dal

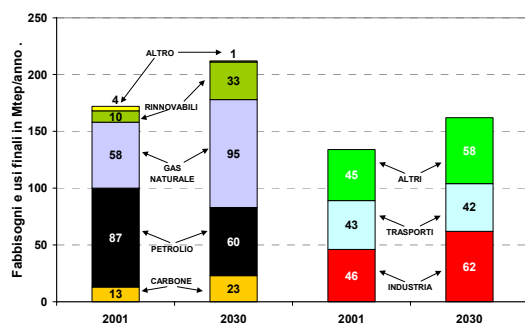


Figura 2 - Fabbisogni di energia in Italia suddivisi per fonti primarie e per settori di uso finale [4].

carbone con rimozione della CO₂ e utilizzandolo in celle a combustibile a bassa temperatura nei trasporti e ad alta temperatura nella cogenerazione distribuita.

In Italia la fonte preferenziale delle fonti primarie (v. Figura 2) passerà dal petrolio (che rimarrà pur sempre significativo) al gas naturale; la quota di carbone rimarrà invece poco rilevante con un modesto incremento dal 8% attuale al 11% nel 2030. Sembra quindi che in Italia le fonti saranno poco differenziate, anche se gas e petrolio saranno privilegiati; inoltre le proiezioni non prevedono un'inversione di tendenza per il futuro. Nella stessa figura le due colonne a destra rappresentano i consumi finali di energia suddivisi in 3 macrosettori, industria, trasporti e altri, dizione che include gli usi civili, commerciali e per l'agricoltura [4]. Attualmente i tre macrosettori hanno un peso equivalente, mentre gli scenari futuri prevedono una crescita globale del 20% della domanda energetica, con una distribuzione tra i settori leggermente diversa nella quale in termini assoluti i trasporti risultano stabili mentre è prevista una crescita simile per gli altri settori.

IDROGENO E TRASPORTI

È molto difficile fare proiezioni sulla penetrazione di un vettore energetico così nuovo come l'idrogeno. Una stima piuttosto ottimistica del DOE [1] riferita al solo mercato USA, prevede che nel settore dei trasporti il passaggio da prodotti petroliferi ad idrogeno potrebbe riguardare il 4% dei veicoli entro il 2018, il 27% nel 2020, il 78% nel 2030 e infine il 100% nel 2038. È oggettivamente difficile estrapolare queste proiezioni alla situazione italiana, per cui si è ritenuto più utile prendere in considerazione alcuni indicatori specifici dai quali diventa semplice passare poi ai fabbisogni complessivi se si conoscono i dati aggregati per il paese.

Attualmente la consistenza del parco automobilistico in Italia [5] è di circa 34 milioni di autoveicoli, dei quali il 95% usa combustibili tradizionali (75% benzina e 20% gasolio) e il restante 5% altre alimentazioni (essenzialmente metano e GPL). L'incidenza dei consumi di energia primari dovuta al solo trasporto con autovetture era stata valutata nel 1999 a poco meno di 26 Mtep/a [6], con una percorrenza media in ambito urbano di circa 355×Tm/a [7].

Quando si confrontano tecnologie energetiche che usano risorse differenti è indispensabile tenere conto anche dell'energia utilizzata per estrarre, lavorare e trasportare il combustibile sino alla stazione di servizio (detta "Well-to-Tank" o WTT). Attualmente per i combustibili tradizionali questa quota è mediamente di circa 1.15 MJ/MJ [8] il che significa che sono necessarie 1.15 unità energetiche per renderne disponibile 1 all'utente. Nel caso in cui si voglia discutere di idrogeno diventa quindi cruciale analizzare correttamente la modalità con cui lo si ricava e da quale fonte primaria.

Nella Tabella I sono stati riportati i consumi energetici WTT di combustibili tradizionali e di idrogeno ottenuto con reforming del gas naturale, da biomasse, e da carbone.

È evidente che, se si guarda al WTT, l'idrogeno è sfavorito rispetto ai combustibili tradizionali. Dai confronti è stata volutamente omessa la possibilità di produrre idrogeno per elettrolisi, utilizzandolo come accumulatore di energia elettrica, in quanto si ritiene che data la bassa efficienza di questo processo, sia ancora preferibile usare l'energia elettrica direttamente. Un altro indicatore interessante è il cosiddetto "Tank-to-Wheel" (o TTW) che caratterizza le modalità con cui il combustibile è impiegato in un veicolo indicandone il consumo specifico.

Tabella I - Consumi energetici "Well-to-Tank" (MJ/MJ) di alcuni combustibili [8, 9, 10] (*)

Carburanti convenzionali ¹	1.15
Idrogeno da gas naturale	2.05
Idrogeno da biomasse	4.20
Idrogeno da carbone	2.50

L'esercizio che si intende sviluppare consiste nell'esaminare la possibilità di sostituire l'idrogeno ai combustibili tradizionali nella propulsione degli autoveicoli. Sono state considerate due alternative, la combustione diretta di idrogeno in motori alternativi a combustione interna, indicati con ICE (Internal Combustion Engine), o la sua utilizzazione per alimentare veicoli propulsi da sistemi di celle

¹ Il valore riportato è un valor medio tra quello della benzina, 1.16, del gasolio, 1.14, e del gas naturale liquefatto che a seconda della distanza di provenienza e dalle modalità di trasporto può variare tra 1.12 e 1.19.

a combustibile (FC acronimo di fuel cell) e motori elettrici; tra le FC più promettenti per l'applicazione nei trasporti sono le PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cells), dispositivi che funzionano alla temperatura relativamente bassa (inferiore ai 90°C).

In letteratura si trova che attualmente il fabbisogno medio di energia di un veicolo, o TTW (Tabella II), per percorsi misti, urbani ed extraurbani, è di circa 2.2 MJ/km [11]. Si assume che un valore analogo si possa attribuire a veicoli con ICE a idrogeno [11].

Tabella II - Consumi specifici di energia TTW (MJ/km)

ICE motori disponibili al 2002	2.2
ICE motori disponibili al 2010	1.8
ICE – Ibrido	1.4
FC (serbatoio H ₂ a bordo)	0.9
FC (H ₂ prodotto a bordo con reformer)	1.6

Al fine di rendere il confronto più completo sono stati presi in esame anche i veicoli "ICE-ibridi" cioè veicoli dotati di due motori: un ICE e un motore elettrico alimentato con batteria. (la cui autonomia è di 20 km al fine di coprire i percorsi urbani). Come si vede in Tabella II la gestione in parallelo di questi due motori consente di migliorare notevolmente le efficienze. Per quel che concerne i veicoli con FC a bassa temperatura, è grazie all'elevata efficienza di questi dispositivi che il fabbisogno TTW con idrogeno puro stoccato a bordo è il migliore: 0.9 MJ/km [11].

Tabella III - Consumi specifici medi di energia primaria WTW per percorrenze urbane (MJ/km)

	Combustibili Tradizionali	H ₂ da gas naturale	H ₂ da biomasse	H ₂ da carbone
ICE oggi in Italia da [6,7]	3.0	-	-	-
ICE motori disponibili al 2002	2.5	4.5	9.2	5.5
ICE motori disponibili al 2010	2.1	3.7	7.6	4.5
ICE – Ibridi	1.6	2.9	5.9	3.5
FC (serbatoio H ₂ a bordo)	-	1.8	3.8	2.3
FC (H ₂ prodotto a bordo con reformer)	1.8	-	-	-

Sebbene le FC abbiano rendimenti migliori, sono una tecnologia nuova e ancora in fase di sviluppo per cui è ragionevole pensare che prima che la loro affidabilità e competitività siano adeguate, occorrono ancora tempi medio - lunghi. Viceversa l'ICE a fronte di consumi maggiori, sfrutta la già consolidata esperienza dei motori a combustione interna.

Si può pensare di mettere insieme i due diversi contributi ottenendo un indicatore composto, indicato nella letteratura come "Well-to-Wheel" o WTW, che permette di paragonare le diverse modalità di fornire energia al veicolo e le tecnologie per utilizzarla.

Alcuni risultati dell'utilizzazione di questa grandezza sono riportati nella Tabella III. Nella prima riga è stato riportato il consumo specifico attuale del parco veicolare italiano dedotto dalle fonti [6,7]. Si vede che la scelta di bruciare idrogeno in motori a combustione interna è energeticamente la peggiore in quanto rispecchia i costi energetici per produrre l'idrogeno (il WTT) a pari rendimento del motore. La soluzione ibrida

invece consentirebbe di ridurre notevolmente i consumi già con i combustibili tradizionali e, a livello tecnologico, è già disponibile a costi competitivi almeno per quel che concerne l'alimentazione con combustibili tradizionali.

Le FC hanno efficienze di conversione nettamente migliori di quelle degli ICE malgrado questo non consentono di ottenere consumi specifici globali migliori degli ICE (al più tendono a WTW analoghi nel caso in cui anche al veicolo con FC si aggiungesse una batteria analoga a quella adottata per i veicoli ICE-ibrido [11]). A questa considerazioni vanno aggiunti altri due elementi decisamente a sfavore: l'esigenza di ripensare tutto il sistema di distribuzione del combustibile, sia che si parli di idrogeno compresso che liquefatto, con gli enormi problemi tecnologici, di sicurezza e di costo, e l'attuale immaturità tecnologica delle celle a combustibile oltre che il loro costo elevato.

A questi aspetti negativi vanno contrapposti alcune opportunità (anche se non peculiari di questo vettore) che sono la riduzione delle emissioni locali da un lato e dall'altro il fatto che se l'idrogeno fosse prodotto in siti dedicati consentirebbe la rimozione della CO₂, sebbene anche a questo proposito ci siano ancora molti aspetti da chiarire, e comunque occorrerebbe includere il relativo costo energetico. Si può aggiungere ancora che qualora si utilizzassero biomasse i costi di questi combustibili sarebbero competitivi, per cui introdurre l'idrogeno nei trasporti potrebbe diventare una opzione economicamente interessante. Pertanto i benefici dell'applicazione di questo vettore nei trasporti non sono scontati, ma anzi non mancano aspetti critici

Per proseguire quanto è esposto in queste note gli autori si propongono di completare l'analisi in un lavoro futuro, aggiungendo nei confronti anche veicoli propulsi da motori elettrici e batterie a bordo, tenendo conto di tutti i fattori relativi come (autonomia/peso, tempi di ricarica, isteresi, ecc.). Un punto critico che ha frenato lo sviluppo di questa soluzione è che per un'autonomia di 200 km (decisamente minore di quella dei veicoli attuali) si ha un peso delle batterie di circa 500 kg e tempi di ricarica di molte ore [12]. Restano d'altro canto le potenzialità nell'uso diretto dell'energia elettrica che non dà emissioni locali, ed è già oggi disponibile con un elevato tasso di penetrazione. In questo caso si potrebbero sfruttare per le ricariche le ore vuote in cui la rete assorbe meno, si diversificherebbe il mix energetico sui trasporti e, qualora l'elettricità fosse prodotta in grosse centrali, si presterebbe all'eventuale rimozione della CO₂ (come per la produzione dell'idrogeno).

IDROGENO E COGENERAZIONE RESIDENZIALE

Un secondo esercizio è stato svolto immaginando di sostituire in parte l'attuale parco di generatori di calore per usi residenziali (climatizzazione ambientale e acqua calda sanitaria) con celle a combustibile in assetto cogenerativo alimentate direttamente o indirettamente con idrogeno.

Studi recenti hanno messo in evidenza che le celle a combustibile a membrana polimerica, PEMFC, potrebbero essere utilizzate per la cogenerazione residenziale, naturalmente tenendo in debita considerazione che, visto il livello di temperatura limitato a cui possono rendere disponibile il calore (da valutazioni sperimentali eseguite direttamente dagli scriventi, ci si trova tra 55°C e 80°C), il loro utilizzo può avvenire solo in combinazione con emettitori a bassa temperatura come ad esempio i pannelli radianti.

Le PEMFC sono principalmente generatori elettrici, per cui si può tener conto del contributo che darebbero alla copertura del fabbisogno di energia elettrica a bassa tensione. Per dare concretezza a queste valutazioni è stato preso in considerazione uno stack PEMFC ZSW da 5 kW_{el} in configurazione cogenerativa, i cui dati nominali di funzionamento sono:

Consumo H ₂ : 4.045 Nm ³ /h	Dens.corrente 0.5 A/cm ²	Pot. elettrica: 5 kW	Pot. termica: 6 kW
--	--	-------------------------	-----------------------

Se si utilizzasse l'impianto per un anno e con un coefficiente di utilizzazione del 50%, si produrrebbero circa 22 GWh elettrici e 26 GWh termici. Tenendo conto che questo tipo di celle deve essere alimentato con idrogeno molto puro, si prenderanno allora in esame alcune tra le più interessanti opzioni per produrre idrogeno adatto, che sono: (a) steam reforming di gas naturale, gassificazione (b) di carbone in ossigeno e (c) di biomassa in aria, (d) elettrolisi con elettricità prodotta con fonti rinnovabili. Il consumo annuo di fonti primarie per produrre l'idrogeno necessario al singolo stack è riportato nella Tabella IV.

Tabella IV - Consumo di risorse per una PEMFC da 5 kW_{el}

Combustibile	tep/a	Altre unità
Gas naturale	7	(8536 Nm ³ /a)
Carbone	10	(14.3 ton/a)
Biomassa	13.3	(37.1 ton/a)
Elettricità da rinnovabili	6.3	(72.6 MWh/a)

Per proporre uno scenario realistico sono state introdotte le seguenti ipotesi:

- La popolazione italiana nel periodo preso in considerazione non cambia per cui anche il fabbisogno termico residenziale rimane costante e assunto pari al valore del 2002 [2,4];
- La tecnologia delle PEMFC penetra gradualmente nel mercato della cogenerazione residenziale, dal 2% nell'anno 2010 al 30% nel 2030.
- L'idrogeno necessario per alimentare il parco delle PEMFC è prodotto a partire da un mix energetico di gas naturale, carbone, biomasse ed elettricità da fonti rinnovabili (RES), diverso negli anni 2010 e 2030 secondo la disponibilità prevista [4]; i valori utilizzati sono riportati nella Tabella V.

Entrambi gli scenari non rivoluzionano l'attuale situazione energetica e nemmeno quella prevista dalla IEA per i prossimi anni. Il gas naturale sarebbe comunque utilizzato per la produzione di potenza termica ed elettrica, e la novità riguarderebbe il suo impiego in una tipologia di macchina (la PEMFC) che in prospettiva funzionerà con efficienza sempre più elevata. L'impiego di carbone e biomasse sarebbe invece una novità in questo settore di utilizzo, e potrebbe

rappresentare una possibilità interessante, dato l'interesse a diversificare il mix puntando sul carbone, e considerando che l'impiego di questi combustibili, se si adottano sistemi di gassificazione e rimozione degli inquinanti, potrebbe favorire il loro utilizzo su larga scala con ridotto impatto ambientale.

Tabella V - Mix di fonti primarie per il parco PEMFC (%)

	gas naturale	carbone	biomassa	RES
2010	70.0	17.5	5.0	7.5
2030	63.0	15.0	13.0	9.0

Nella Tabella VI sono stati riportati alcuni dati significativi che si deducono dalla introduzione delle ipotesi precedenti.

Se nel 2010 si introducessero un numero di PEMFC in grado di coprire il 2% dei fabbisogni termici del settore residenziale (195000 macchine distribuite sul territorio), si avrebbe una co-produzione di 4.25 TWh/a di energia elettrica, che rappresenta circa il 1% del fabbisogno elettrico totale di quell'anno. Nel 2030, a fronte di una copertura del 30% dei fabbisogni termici, il parco PEMFC darebbe una co-produzione di 64.79 TWh/a di energia elettrica, cioè circa il 15% del fabbisogno elettrico totale di quell'anno.

A questo punto si può valutare quale sarebbe la produzione elettrica e termica che si potrebbe ottenere dallo stesso mix di fonti primarie (per un totale di 1.52 Mtep/a nel 2010 e di 23.88 Mtep/a nel 2030) utilizzato con le tecnologie tradizionali (*business-as-usual*) ipotizzando che il rendimento elettrico medio sia del 38% e quello di produzione di calore dell'87%. I risultati sono riportati in Figura 3(a). Nella proiezione a medio termine (2010) il mix di fonti produrrebbe la stessa quantità di calore ed un surplus di 0.58 TWh/a (0.05 Mtep/a) di elettricità. Tale aspetto è enfatizzato nella proiezione a lungo termine: surplus di elettricità di 14.92 TWh/a (1.28 Mtep/a) nel 2030.

Il confronto può essere espresso anche in termini di consumo di fonti primarie, considerando quanto sarebbe necessario consumare con le tecnologie *business-as-usual* per produrre le stesse quantità di energia elettrica (4.25 TWh/a nel 2010; 63.79 TWh/a nel 2030) e termica (0.44 Mtep/a nel 2010, 6.58 Mtep/a nel 2030) del parco PEMFC, e confrontarli con i consumi del parco PEMFC stesso. I risultati sono riportati in Figura 3(b).

Come si vede, energeticamente l'opzione di utilizzare diffusamente le PEMFC per la cogenerazione residenziale è perdente rispetto alle tecnologie tradizionali. La spiegazione di questo risultato risiede nelle perdite di trasformazione nel passaggio da fonti primarie ad idrogeno per alimentare le celle a combustibile, molto elevate soprattutto nel caso in cui si parta da carbone e biomassa, casi in cui l'efficienza energetica media di trasformazione è rispettivamente di 0.54 e 0.29 [10]. L'unico vantaggio potrebbe essere quello ambientale, perché gli impianti di produzione di idrogeno potrebbero essere

Tabella VI - Scenari di utilizzazione di PEMFC stazionarie per la cogenerazione residenziale

	2010				2030			
	gas naturale	carbone	biomassa	RES	gas naturale	carbone	biomassa	RES
Penetrazione sul mercato		2%				30%		
Consumo di fonti primarie, Mtep/a	0.95	0.34	0.14	0.09	12.89	4.46	4.89	1.64
Quota necessaria per il parco PEMFC (%)	1.19	1.70	2.25	1.06	13.57	19.40	25.71	12.08
Migliaia di cogeneratori PEMFC	135	34	10	15	1837	445	367	263
Energia termica prodotta, Mtep/a		0.44				6.58		
Energia elettrica prodotta, TWh/a		4.25				63.79		
Copertura dei consumi elettrici italiani		1%				15%		

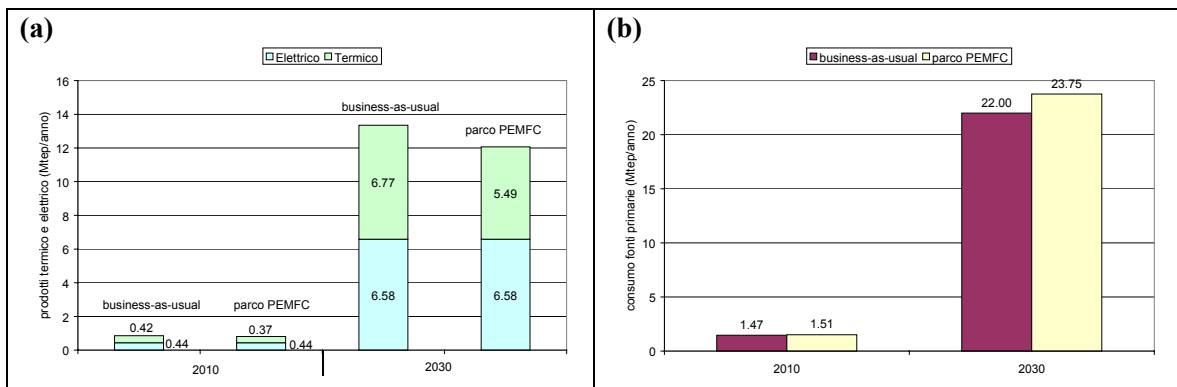


Figura 3 - Confronto tra le opzioni business-as-usual e utilizzazione di PEMFC in termini di: (a) prodotti finali a parità di fonti primarie; (b) consumo di fonti primarie a parità di prodotti finali

centralizzati consentendo quindi un migliore controllo delle emissioni inquinanti rispetto all'utilizzo diffuso sul territorio delle fonti fossili. Per contro, non si può eludere il grande problema di provvedere a infrastrutture di distribuzione di idrogeno alternative a quella del gas naturale, con un aggravio tecnico ed economico che è tutto da valutare.

Per la cogenerazione stazionaria si potrebbe pensare di utilizzare in alternativa alle PEMFC altri tipi di celle a combustibile come quelle ad alta temperatura che hanno, tra altre caratteristiche, anche quella di poter essere alimentate direttamente con gas naturale o gas di sintesi ottenuto sia dalla gassificazione del carbone che da quella delle biomasse [10]. Da questi, con opportune reazioni chimiche di reforming che si svolgono all'interno della macchina, si rende disponibile l'idrogeno per la reazione elettrochimica.

Si è scelto di riportare alcune considerazioni applicandole ad una cella con elettrolita ad ossidi solidi SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) perché gli autori hanno avuto l'opportunità di studiarla direttamente nel contesto di un contratto di ricerca tuttora in corso [13,14]. I dati caratteristici della cella alimentata con gas naturale si possono leggere nella Tabella VII nella quale sono state riportate anche le produzioni di energia termica ed elettrica in un anno.

Le SOFC possono essere potenzialmente alimentate anche da syngas. La stessa cella Siemens, qualora opportunamente modificata nel Balance of Plant, è in grado di utilizzare tale syngas, con una produzione elettrica e termica modificata rispetto al caso del gas naturale, a causa della diversa composizione e portata di massa del syngas di alimentazione [14]. Nella Tabella VIII è riportato un riassunto della composizione del syngas (da carbone: gassificazione in ossigeno; da biomassa: gassificazione in aria) e delle caratteristiche di funzionamento della cella [10, 14].

Nell'analisi dell'uso cogenerativo delle SOFC, sono state utilizzate le stesse ipotesi fatte per le PEMFC, ma considerando syngas al posto di idrogeno. La miscela di fonti primarie (escludendo la produzione di idrogeno per elettrolisi) è riportata in Tabella IX.

Nella Tabella X sono riportati altri dati e i risultati relativi agli scenari studiati. Si vede che nel 2010, l'introduzione di un parco SOFC capace di coprire il 2% del consumo termico del settore residenziale (8080 macchine distribuite sul territorio) comporta una co-produzione di 7.17 TWh/a (0.62 Mtep/a) di

Tabella VII – Caratteristiche di una SOFC da 109 kW_{el}

Portata di gas naturale	0.006 kg/s \approx 30 Nm ³ /h
Potenza elettrica nominale AC	109 kW _{el}
Potenza termica nominale	65 kW _{th}
Fattore di utilizzazione annuo	0.92
Produzione di energia elettrica	878 MWh _{el} /a
Produzione di energia termica	524 MWh _{th} /a
Consumo di gas naturale annuo	174 t/a \approx 243 kNm ³ /a

energia elettrica, che rappresentano circa il 2% del fabbisogno elettrico totale di quell'anno. Nel 2030, a fronte della copertura del 30% del calore residenziale, il parco SOFC avrebbe una co-produzione di 102.41 TWh/a (8.81 Mtep/a) di energia elettrica, che rappresentano il 23.4% del fabbisogno elettrico totale di quell'anno.

Tabella VIII – Consumi di combustibile e produzione energetica di una SOFC da 109 kW_{el}

Risorsa primaria	kg/h	Composizione % del syngas					Portata syngas kg/h	W _{el} kW _{el}	W _{th} kW _{th}
		H ₂ O	H ₂	N ₂	CO	CO ₂			
Carbone	84	0.06	35.47	0.25	50.43	12.82	133	122	218
Biomassa	210	3.53	16.39	46.57	23.23	8.99	209	117	200

In termini di prodotti finali, si può valutare quale sarebbe la produzione elettrica e termica ottenibile dallo stesso mix di fonti primarie (fonti primarie totali: 1.84 Mtep/a nel 2010; 27.61 Mtep/a nel 2030) utilizzato con le tecnologie tradizionali (*business-as-usual*). I risultati sono riportati in

Tabella IX - Mix di fonti primarie per parco SOFC (%)

	gas naturale	carbone	biomassa
2010	75.5	19.0	5.5
2030	69.0	17.0	14.0

Figura 4(a). Nella proiezione a medio termine (2010) il mix di fonti produrrebbe la stessa quantità di calore ma un deficit di 1.37 TWh/a (0.12 Mtep/a) di elettricità. Tale aspetto è enfatizzato nella proiezione a lungo termine: deficit di elettricità di 14.76 TWh/a (1.27 Mtep/a) nel 2030.

Si possono anche confrontare i consumi di fonti primarie, valutandone le esigenze con tecnologie *business-as-usual* per produrre le stesse quantità di energia elettrica (7.17 TWh/a nel 2010; 102.41 TWh/a nel 2030) e termica (0.44 Mtep/a nel 2010, 6.58 Mtep/a nel 2030) del parco SOFC, e confrontarli con i consumi del parco SOFC stesso. Come si vede in Figura 4(b), l'opzione SOFC è energeticamente migliore

Tabella X - Scenari di introduzione di SOFC per la cogenerazione residenziale

	2010			2030		
	Gas naturale	carbone	biomassa	gas naturale	carbone	biomassa
Penetrazione sul mercato						
Consumo di fonti primarie, Mtep/a	1.47	0.26	0.11	20.22	3.42	3.97
Quota necessaria per il parco SOFC (%)	1.8	1.3	1.8	21.3	14.9	20.9
Migliaia di cogeneratori SOFC	7'352	548	180	101'322	7'315	6'586
Energia termica prodotta, Mtep/a		0.4			6.6	
energia elettrica prodotta, TWh/a		7.2			102.4	
Copertura dei consumi elettrici italiani		~2%			~23.4%	

rispetto a quella *business-as-usual*. L'effetto positivo è legato alla elevata efficienza elettrica delle SOFC, e soprattutto alla ridotta spesa energetica per ottenere il syngas partendo da carbone e biomassa (efficienza energetica media di trasformazione rispettivamente di 0.64 e 0.35) [10].

Questi dispositivi quindi, qualora utilizzati per la cogenerazione residenziale, sarebbero migliori delle PEMFC e permetterebbero un uso più efficiente delle fonti primarie a parità di prodotti termico ed elettrico

CONCLUSIONI

Tutte le valutazioni sono state fatte ponendo attenzione al solo aspetto energetico; altri aspetti ugualmente significativi, come l'evoluzione dei costi delle fonti primarie, la loro disponibilità e collocazione futura, gli aspetti geopolitici, l'evoluzione delle tecnologie, ecc., non sono stati trattati ma si è consapevoli che potrebbero influire notevolmente sui risultati

Da un punto di vista strettamente energetico l'idrogeno non è l'opzione migliore nei trasporti, mentre benefici significativi potrebbero essere ottenuti investendo su tecnologie già disponibili come le auto "ICE-ibride".

Nella cogenerazione residenziale l'utilizzo di SOFC alimentate a syngas da fonti fossili comporterebbe un uso più efficiente delle fonti primarie a parità di usi finali termici ed elettrici; lo stesso non succede con le PEMFC, soprattutto per le perdite di produzione di idrogeno puro da fonti primarie.

Da un punto di vista puramente energetico l'opzione idrogeno ha molti punti deboli e non è comunque risolutiva; per contro, alcune tecnologie ad esso correlate possono indurre effetti positivi sull'economia energetica. Per esprimere una opinione più completa è necessario approfondire cosa

accadrebbe considerando insieme gli aspetti energetici, ambientali ed economici.

BIBLIOGRAFIA

- 1 IEA, World Energy Outlook 2004, OECD/IEA, 2004
- 2 ENEA, Rapporto Energia e Ambiente 2004, Vol. 2 - I dati, ENEA, Roma 2004
- 3 U.S. Department of Energy, DOE: Hydrogen Posture Plan, Febbraio 2004.
- 4 IEA, Energy Policies of IEA Countries: ITALY 2003 Review, OECD/IEA, 2003
- 5 ACI, Anuario Statistico 2004, Automobile Club d'Italia Direzione Centrale Studi e Ricerche, luglio 2004
- 6 ANPA, Mobilità sostenibile: una proposta metodologica, Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, 2002
- 7 De Lauretis R., Stima delle emissioni in aria dovute al trasporto stradale e relative al 1997, Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, 1999
- 8 European Commission, Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context: WELL-to-TANK REPORT, Version 1, December 2003
- 9 M. Cali, M. Santarelli, Studio di tecnologie per la produzione e l'utilizzazione della risorsa energetica secondaria costituita dall'idrogeno, applicando, con un approccio integrato, le teorie e i metodi della termodinamica, dell'economia e della valutazione dell'impatto ambientale, Relazione conclusiva del Programma di ricerca cofinanziato dal Ministero dell'Università e della Ricerca, Torino Gennaio 2004
- 10 M. Cali, M. Santarelli, V. Siciliano, Feeding fuel cells with coal and biomass gasification: technical and economic evaluation, *HYPOTHESIS V International Symposium*, Porto Conte (Italy), 7-10 Settembre 2003
- 11 European Commission, Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context: WELL-to-WHEEL REPORT, Version 1b, January 2004
- 12 BMW, BMW Clean Energy, Relazione Marzo 2005.
- 13 Siemens-Westinghouse, Private Communication, Ottobre 2004.
- 14 M. Cali, M. Santarelli, P. Leone, Computer experimental analysis of the CHP performance of a 100 kW_e SOFC Field Unit by a factorial design, sottoposto per pubblicazione su *Journal of Power Sources*, Gennaio 2005.

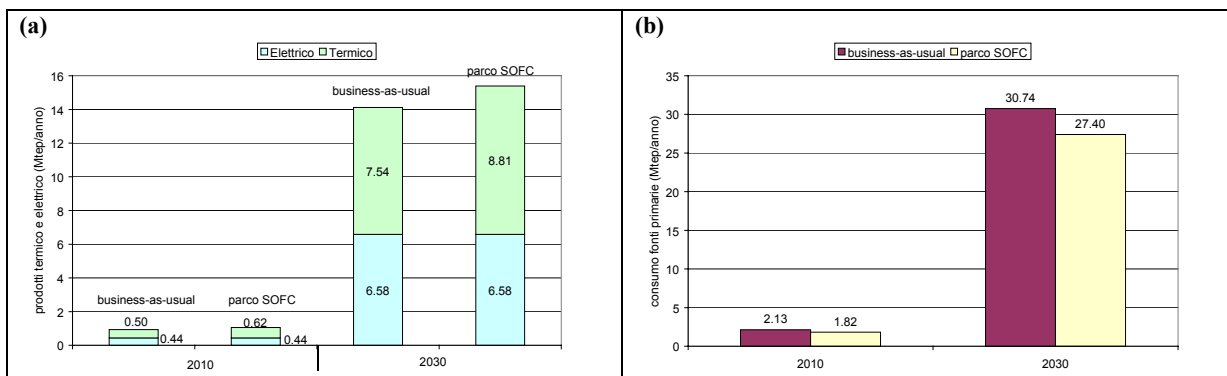


Figura 4 - Confronto tra opzione business-as-usual e parco SOFC in termini di: (a) prodotti finali a parità di fonti primarie; (b) consumo di fonti primarie a parità di prodotti finali