

# Celle a combustibile: lo stato dell'arte

## Applicazioni impiantistiche significative

La domanda di energia elettrica primaria presenta una crescita preoccupante a livello mondiale a causa della spinta dei Paesi industrializzati che tendono ad assorbire quote sempre maggiori di energia e soprattutto per il crescente fabbisogno connesso all'aumento della popolazione nei paesi in via di sviluppo (PvS). Attualmente, circa l'85% del crescente fabbisogno annuo di energia viene soddisfatto mediante la combustione di grandi quantità di risorse fossili (petrolio, carbone, gas naturale), che immettono nell'atmosfera pericolose sostanze inquinanti quali ossidi azotati ( $\text{NO}_x$ ), monossido di carbonio (CO) ed idrocarburi incombusti (HC) e contribuiscono per circa i 2/3 alle emissioni globali dei gas ad effetto serra, principalmente anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ), protossido di azoto ( $\text{N}_2\text{O}$ ), i cui livelli di concentrazione media nella troposfera sono tali da destare serie preoccupazioni. Come è noto la comunità scientifica internazionale è concorde nel considerare la riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra necessaria al mantenimento delle attuali condizioni climatiche della Terra [1]. Uno sviluppo sostenibile basato sull'idrogeno, vettore energetico "pulito", sicuro ed affidabile sembra la soluzione più convincente: in effetti se si vuole effettivamente realizzare una sostanziale limitazione alla crescita del tenore dei composti carboniosi nell'atmosfera non si può che non tendere ad una molecola completamente priva di atomi di carbonio qual è l'idrogeno.

In quest'ottica, soprattutto nell'ultimo decennio, si è assistito ad un importante sviluppo di iniziative scientifiche e tecnologiche mirate ad un'accelerazione nel processo di transizione all'idrogeno che hanno portato al consolidamento della tecnologia delle celle a combustibile (fuel cells, FC), dispositivi elettrochimici in grado di convertire l'energia chimica dell'idrogeno in energia elettrica secondo un processo elettrochimico privo di combustione, pulito, sicuro ed efficiente. I risultati della ricerca ed il livello tecnologico raggiunto dalle fuel cells negli ultimi anni ha accresciuto notevolmente l'interesse di industrie, aziende, enti di ricerca e società di produzione e distribuzione dell'energia ed ha stimolato enti governativi a nuovi e cospicui finanziamenti per la ricerca. Tale grande interesse verso questa tecnologia si giustifica con il fatto che grazie alle loro caratteristiche, le fuel cells rispondono perfettamente agli obiettivi che si stanno perseguendo nel campo della generazione di energia elettrica: alta efficienza di conversione, riduzione delle emissioni inquinanti, flessibilità nell'uso del combustibile, possibilità di cogenerazione. La natura modulare ed il ridotto impatto ambientale, inoltre, le rendono ideali per una molteplicità di impieghi

Scarsità delle risorse fossili, approvvigionamento energetico condizionato da fattori economici e geopolitici ed allarmanti scenari ambientalistici impongono la diffusione di nuovi combustibili e di sistemi energetici alternativi più efficienti e rispettosi dell'ambiente. In quest'ottica, soprattutto nell'ultimo decennio, si è assistito ad un importante sviluppo di iniziative scientifiche e tecnologiche mirate ad un'accelerazione nel processo di transizione ad un'economia energetica basata sull'idrogeno che hanno portato al consolidamento della tecnologia delle celle a combustibile attraverso l'installazione di numerosi impianti dimostrativi e lo sviluppo di nuove applicazioni e nuovi prototipi. Obiettivo del presente articolo, suddiviso in due parti, è di fare il punto sull'attuale stato dell'arte della tecnologia. In particolare, nella prima parte è valutato il grado di maturità tecnico-commerciale raggiunto dalla tecnologia attraverso la descrizione delle applicazioni impiantistiche già esistenti e la valutazione dei risultati scaturiti dalle prime dimostrazioni, mentre nella seconda parte ne sono analizzate le prospettive di sviluppo a medio-lungo termine attraverso la descrizione delle applicazioni prototipali di ultimissima generazione in cui convergono le idee e gli sforzi di aziende ed enti di ricerca del settore.

che vanno dalla generazione distribuita di energia elettrica ai sistemi di propulsione veicolare, all'alimentazione di piccole apparecchiature elettroniche in sostituzione delle tradizionali batterie al litio, permettendo un migliore e più razionale utilizzo delle risorse energetiche. A differenza dagli impianti termici convenzionali, la resa energetica del sistema è scarsamente influenzata dalla potenza installata, non vi è presenza di organi in movimento e ciò garantisce bassa rumorosità durante il funzionamento e alcuna necessità di lubrificazione.

Obiettivo del presente articolo, suddiviso in due parti, è di fare il punto sull'attuale stato dell'arte della tecnologia delle fuel cells. In particolare nella prima parte è valutato il grado di maturità tecnico-commerciale raggiunto dalla tecnologia attraverso la descrizione delle applicazioni impiantistiche già esistenti, mentre nella seconda parte sono analizzate le prospettive di sviluppo attraverso la descrizione delle applicazioni sperimentali o prototipali, in cui convergono le idee e gli sforzi di aziende ed enti di ricerca del settore.

Prof. Gaetano Florio, prof. Petronilla Fragiaco, ing. Francesco Pellegrino, Dipartimento di Meccanica, Università della Calabria.

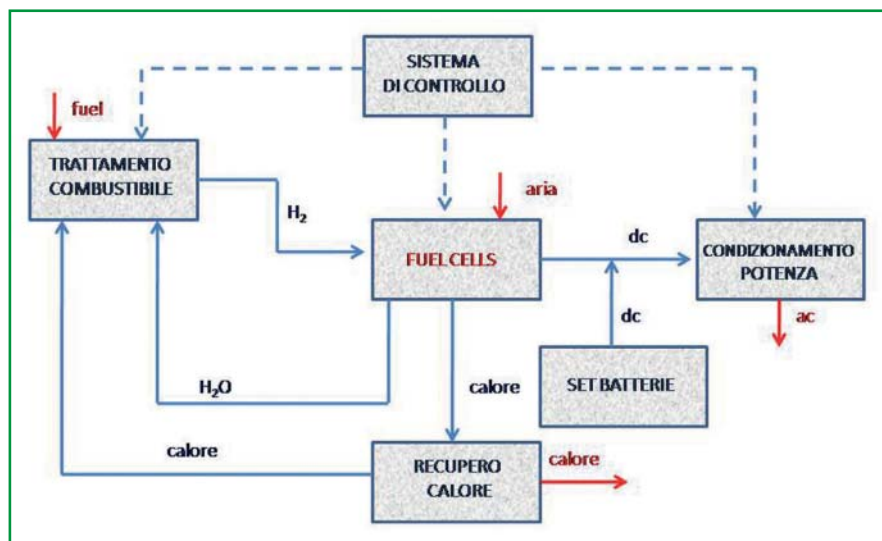


FIGURA 1 - Schema a blocchi di un impianto a celle a combustibile

## I sistemi fuel cells: descrizione della tecnologia

Le celle a combustibile sono delle specifiche macchine elettrochimiche in grado di convertire l'energia chimica di un combustibile (un gas ricco di idrogeno) direttamente in energia elettrica per mezzo di semplici reazioni di ossido-riduzione spontanee, senza l'intervento intermedio del ciclo termico tipico dei tradizionali sistemi di generazione dell'energia elettrica. La possibilità di bypassare la generazione di calore e quindi il processo di combustione, unita alla mancanza di parti in movimento nel dispositivo elettrochimico, consente rendimenti di conversione più elevati rispetto alle generiche turbomacchine o ai MCI

tradizionali sui quali vanno a pesare le forti irreversibilità tipiche della combustione e le inevitabili perdite meccaniche, nonché un contenimento importante delle emissioni inquinanti. L'unità elementare è composta da due elettrodi porosi che fungono da siti catalitici per le reazioni, lambiti, in maniera continuativa, da idrogeno ed ossigeno, separati da un elettrolita che ha la funzione di condurre gli ioni prodotti da una reazione e consumati dall'altra e da un conduttore metallico esterno sede di una corrente elettronica continua.

L'output energetico complessivo della reazione di cella è rappresentato da corrente continua, vapor d'acqua (l'esauisto catodico) e calore, che deve essere opportunamente estratto mediante un sistema di raffreddamento della cella al fine di garantire il corretto funzionamento isoterma e isobaro della stessa. Tale calore può essere, inoltre, utilizzato a valle per usi cogenerativi o a monte nella sezione di trattamento di un combustibile fossile dal quale può essere prodotto idrogeno da reforming. Una singola cella è in grado di raccogliere ai capi una tensione pari a 0,7-0,8 V con correnti comprese tra 300 e 800 mA/cm<sup>2</sup>; più celle, connesse in serie mediante *piatti bipolari* e due *piastre terminali* formano il cosiddetto *stack* [2]. Più stacks possono essere assemblati in moduli per ottenere generatori di diversa taglia. L'elettrolita condiziona fortemente il campo di temperatura operativo, il tipo di ioni e la direzione in cui diffondono attraverso la cella, la composizione dei gas reagenti, le modalità di smaltimento dei prodotti di reazione, le caratteristiche di resistenza meccanica e di utilizzo, la tolleranza alle impurità presenti nel combustibile, la vita utile [3]. La Tabella 1 mostra la classificazione delle fuel cells in base all'elettrolita

TABELLA 1 - Classificazioni delle fuel cells e principali caratteristiche

Tipo di cella	FC a bassa temperatura						FC ad alta temperatura	
	AFC	PEFC	DMFC	DEFC	ZINCO-ARIA	PAFC	MCFC	SOFC
Elettrolita	Idrossido di potassio KOH	Membrana polim.	Alcalino o membrana polimerica	Alcalino o membrana polimerica	Idrossido di potassio KOH	Acido fosforico H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub>	Carbonati di litio e di potassio	Ossido di zirconio drogato
Temperatura °C	70-120	70-90	70-100	70-100	80-100	160-220	600-700	800-1.000
Combustibile	H <sub>2</sub> puro	H <sub>2</sub> , NG, metano, metanolo, syngas, benzina	metanolo	etanolo	zinco	H <sub>2</sub> , NG, metano, metanolo, syngas	H <sub>2</sub> , NG, metano, biogas, syngas	H <sub>2</sub> , NG, metano, idrocarburi syngas
Efficienza elettrica % (LHV)	60-70	Staz. 35-40 /Trasp. 50	40-45	42-50	45-50	40-45	50-55	50-60
Densità di potenza mW/cm <sup>2</sup>	300-500	300-900	180-250	70-140	150-200	150-300	150-200	150-270
Taglia sistema	10-100 kW	1-250 kW	10-100 W	10-100 W	1-100 kW	50 kW-1 MW	1 kW-1 MW	1 kW-1 MW
Tempi di avvio	minuti	secondi	secondi	secondi	secondi	1-4 ore	5-10 ore	5-10 h
applicazioni	Spaziali; generat. portatili; trasporti	Generatori portatili; trasporti	Appl. campo elettronica	Appl. campo elettronica	Appl. campo elettronica trasporti	GD di energia elettrica e calore	GD di energia elettrica e calore	GD di energia elettrica e calore
Livello tecnologico	commerciale	pre commerciale	da laboratorio	da laboratorio	nicchia	commerciale	pre commerciale	pre commerciale

utilizzato ed alle principali caratteristiche e peculiarità di ciascuna filiera, mentre la Tabella 2 ne sintetizza i principali pregi e limiti tecnologici. I sistemi FC possono prevedere un'alimentazione diretta in idrogeno, prodotto con processi industriali esterni o l'utilizzo di una *sezione di trattamento del combustibile* che, partendo da combustibili di facile approvvigionamento e capillare distribuzione sul territorio, come il metano, permette la produzione di idrogeno alimentante la cella direttamente nell'impianto. Quest'ultima soluzione ha il vantaggio di non avere bisogno di strutture di stoccaggio, trasporto e distribuzione dell'idrogeno, per i quali occorrerebbero onerosi investimenti, consente l'ottimizzazione degli scambi termici e si presta con semplici accorgimenti alla cogenerazione. Pertanto l'integrazione di un *fuel processor* a monte della *sezione elettrochimica* è, ad oggi, la soluzione impiantistica più affidabile e matura da un punto di vista tecnico-economico ed i vantaggi prima citati compensano ampiamente la migliore efficienza di conversione elettrica delle celle alimentate direttamente ad idrogeno. Per quanto riguarda gli impianti che prevedono la lavorazione integrata del combustibile, occorre distinguere quelli che la prevedono internamente da quelli che utilizzano un processo esterno alla cella. La scelta è legata al tipo di cella utilizzata: le celle operanti ad alta temperatura (MCFC, SOFC), essendo tolleranti alle impurità, non richiedono la conversione del CO e quindi consentono il reforming interno del combustibile mentre quelle operanti a bassa temperatura (PEMFC, PAFC) necessitano di un reforming esterno in quanto per esse risultano velenose anche piccole quantità di CO.

A valle del modulo di potenza, costituito dalle celle ed in cui avviene la vera e propria conversione elettrochimica, l'impianto consta di una *sezione di condizionamento della potenza* nella quale un inverter ac/dc ha il compito di convertire la corrente continua prodotta in corrente alternata per valori di tensione e frequenza opportuni per un diretto utilizzo o per l'immissione in rete, mentre un *set di batterie* serve

a coprire i picchi di potenza richiesti dall'impianto e garantire risposte rapide nei transitori. Completano l'impianto un *sistema di regolazione del calore* prodotto nell'unità di potenza e che può essere usato sia all'interno dell'impianto (inviato al reattore di conversione) che per utenze esterne in assetto cogenerativo ed un *sistema di controllo* che assicura il coordinamento delle diverse sezioni dell'impianto [4]. Nella Figura 1 si riporta lo schema a blocchi rappresentativo di un tipico impianto a celle a combustibile alimentato da un combustibile fossile.

## Applicazioni impiantistiche significative: lo stato dell'arte

Il campo di applicazione della tecnologia delle celle a combustibile ha un raggio d'azione molto ampio: dalle applicazioni stazionarie cogenerative o addirittura trigenerative, all'utilizzo nella propulsione elettrica dei veicoli, dalle microapplicazioni portatili in sostituzione delle batterie al litio, all'utilizzo nelle applicazioni spaziali e militari. Con il presente lavoro si vuole illustrare il lato "maturo" della tecnologia attraverso la descrizione delle principali applicazioni impiantistiche già esistenti in Italia e nel Mondo, valutandone i risultati e le dimostrazioni, cercando di capire se esiste già un fase almeno pre-commerciale avviata, quali tipologie di celle coinvolge, quali sono, eventualmente i destinatari di questo mercato.

Sarà focalizzata l'attenzione sugli impianti per la generazione stazionaria di energia elettrica in assetto cogenerativo di medio-grossa taglia utilizzando celle PAFC, MCFC, SOFC, le piccole unità residenziali PEMFC già commerciali, le consolidate applicazioni spaziali e di difesa delle celle alcaline. Rimarranno fuori dalla trattazione le celle ad alcoli (a metanolo ed etanolo diretto) e le zinco-aria, la cui tecnologia può considerarsi ancora a livello di laboratorio.

**TABELLA 2 - Vantaggi e limiti principali di ciascuna filiera**

Cella	Vantaggi	Svantaggi
AFC	Non eccessivamente costose, buona cinetica di reazione, quantità non eccessiva di platino, alta efficienza dell'elettrolita, alta densità di potenza	Nessuna resistenza al CO, scarsa alla CO <sub>2</sub> , necessità di idrogeno puro al 99,99%, necessità di comburente puro, alta corrosività
PEM	Densità di potenza elevata, rapidità di risposta alle variazioni di carico, semplicità costruttiva	Scarsa resistenza al CO e al CO <sub>2</sub> , necessità di idratare la membr., membrane ed elettrodi costosi, grandi quantità di platino
DMFC	Svincola dall'idrogeno e dalle problematiche ad esso connesso, evita il reformer a bordo nei trasporti	reazioni incomplete, bassa densità di potenza assemblaggio dei componenti non ancora perfetto
DEFC	Svincola dall'idrogeno e dalle problematiche ad esso connesso, etanolo più sicuro e meno tossico del metanolo	Tecnologia ancora da laboratorio, eccessiva quantità di platino, reazioni chimiche che passivano gli elettrodi, prestazioni insufficienti
Zinco-aria	Alta densità di stoccaggio dell'energia. basso impatto ambientale grazie a potenziali ricicli dello zinco	Prestazioni basse dovute a vertiginose cadute di tensione, deposizione di metallo all'anodo
PAFC	Resistenza a CO <sub>2</sub> alta, alta efficienza globale in impianto cogenerativo, tecnologia matura	Scarsa tolleranza al CO e allo zolfo, necessità di tenere riscaldato l'elettrolita sopra i 45 °C, dispersione di elettrolita ossidazione e consumo del carbonio al catodo
MCFC	Disponibilità di calore ad alta temperatura e possibilità cogenerative, possibilità di reformer interno, alta rendimento, svariata gamma di combustibili, rendimenti elevati, ottima integrazione in impianti ibridi	Scarsa stabilità dei materiali, bassa resistenza alla corrosione dei componenti, bassa durata, difficoltà di gestione dell'elettrolita, il funzionamento pressurizzato aumenta la corrosione al catodo e riduce ulteriormente la vita utile della cella
SOFC	Nessun problema di corrosione, elevate cinetiche di reazioni, impianti di grossa taglia, alcuna necessità di catalizzatori e CO direttamente utilizzabile come combustibile, possibilità di reforming interno, alcun problema al funzionamento pressurizzato, ottima integrazione in impianti ibridi, densità di potenza elevate e sistemi notevolmente compatti, alta efficienza	Limiti strutturali dei sistemi e notevoli stress termomeccanici che condizionano notevolmente la durata delle celle, difficoltà di assemblaggio dei componenti che preclude la possibilità di realizzare impianti di grossa taglia

## Applicazioni stazionarie

Nel corso degli anni Ottanta e Novanta, gli sforzi e le attività di aziende ed enti di ricerca sono stati concentrati principalmente sulle potenzialità offerte dalla tecnologia, nella generazione distribuita di energia elettrica e calore e ciò ha fatto sì che, nell'ultimo ventennio, lo sviluppo della tecnologia sia passata, anche abbastanza rapidamente, dallo stack "da laboratorio", all'installazione dell'impianto dimostrativo. Attualmente, nel Mondo, si registra la presenza di circa 800 impianti a celle a combustibile per un totale di 119 MW installati o in ultimazione di installazione. Si tratta di impianti che vanno da taglie da qualche kW (PEMFC, SOFC) fino a qualche MW (PAFC, MCFC, sistemi ibridi SOFC). Molti di questi impianti hanno già ultimato la loro fase dimostrativa dalla quale sono scaturiti risultati prestazionali in taluni casi anche superiori a quelli attesi [5].

## Impianti a celle ad elettrolita polimerico (PEMFC)

Le PEMFC hanno trovato, finora, concreta applicazione principalmente nello stazionario di piccola taglia. Un'intensa fase di ricerca e sviluppo, condotta negli ultimi vent'anni, ha portato, infatti, alla produzione pre-commerciale di numerosi generatori portatili su piccola scala in grado di fornire in maniera continuativa energia elettrica e calore ad utenze residenziali, attività commerciali, uffici, scuole, centri sportivi, banche, ospedali, attraverso un'alimentazione diretta ad idrogeno o mediante gas da reforming.

I segmenti del mercato stazionario a cui si rivolgono i principali Costruttori di stacks e sistemi PEMFC riguardano principalmente:

- sistemi di backup (UPS, *Uninterruptible Power Supply*) per applicazioni residenziali e commerciali (1-5 kW);
- unità microgenerative (CHP, *Combined heat and Power*) per usi residenziali e ospedalieri (50-250 kW);
- generatori di potenza ausiliaria (APU) per applicazioni isolate.

I sistemi UPS di taglia generalmente non superiore a 5 kW e utilizzanti direttamente idrogeno, si attivano durante un possibile guasto di alimentazione fungendo da protezione del sistema in luoghi quali ad esempio banche e centri di calcolo. I sistemi microgenerativi CHP ad uso residenziale, disponibili in commercio, prediligono, invece, l'utilizzo dei combustibili fossili (gas naturale, in particolare) e prevedono quindi una sezione di reforming del combustibile a monte dell'unità elettrochimica. Da un punto di vista elettrico si interfacciano alla rete in parallelo (grid connected) o si accoppiano ad un pacco batterie in configurazione ad isola (stand alone), mentre il calore di scarto del processo elettrochimico (vapor d'acqua a 60-65 °C) viene recuperato per mezzo di una rete di scambiatori ed utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli ambienti. Il rendimento elettrico dei sistemi stazionari PEMFC si aggira intorno a 32-35% (rendimento globale circa 70%) mentre il costo attuale staziona sui 7.000 euro/kW, anche se, secondo un recente studio del DOE, già oggi si ritiene raggiungibile, con una produzione di serie su larga scala, il costo di 2.500 euro/kW mentre nel breve periodo (2011) si prevedono rendimenti elettrici del 40%, vita utile raddoppiata (da 20.000 a 40.000 ore) ed un costo di mercato di 750 euro/kW, concretamente competitivo con i sistemi tradizionali [6]. La Ballard, azienda leader nella realizzazione di sistemi PEMFC, è l'unica società al mondo ad aver sviluppato un impianto PEMFC per cogenerazione on-site di potenza significativa (250 kW). L'impianto, funzionante a gas naturale, è già stato diffuso in diversi Stati grazie ad accordi di collaborazione stretti con la *Alstom France* per l'Europa e la *Ebara* per il mercato giapponese. La sperimentazione di questi impianti, iniziata nell'ottobre 1999, per alcuni siti è ancora in atto per altri è cessata nel 2004 [3]. L'unità, costituita da 7 stacks da 172 celle ciascuno, ha fatto registrare un rendimento elettrico del 40% (rendimento globale 80%).

## Impianti a celle ad acido fosforico (PAFC)

La filiera delle PAFC è stata la prima a svilupparsi a livello commerciale (esistono nel Mondo più di 350 impianti installati per complessivi 80 MW e svariati impianti dimostrativi) tuttavia, nonostante la testata affidabilità e durata che, ad oggi, supera le 40.000 ore, il decollo commerciale delle PAFC si è decisamente rallentato. Le cause di ciò sono da ricercare da una parte in alcuni irrisolti problemi tecnici legati principalmente alla gestione dell'elettrolita (perdite, solidificazione al di sopra dei 45 °C) ed alla scarsa tolleranza ad alcune impurità del gas da reforming (zolfo, CO<sub>2</sub>) e dall'altra alle maggiori speranze riposte in altre filiere. La maggior parte delle industrie produttrici infatti, ha dirottato la propria attenzione su altre tipologie di celle come quella a carbonato fusi o ad ossidi solidi, per le applicazioni ad alta temperatura e sulle celle ad elettrolita polimerico ad idrogeno e ad alcoli (metanolo ed etanolo) per le applicazioni a bassa temperatura. I costi sono ormai bloccati da anni intorno ai 5.000 euro/kW e, ad oggi, non risultano aziende che investano in questa tecnologia o studino nuovi prototipi. Questo scenario ha spinto alcuni osservatori a ritenere che la tecnologia delle celle PAFC sia giunta al capolinea. Tuttavia permangono i numerosi impianti installati ed i diversi sistemi disponibili commercialmente in Giappone, Stati Uniti e Europa.

La statunitense *UTC Fuel Cells*, l'azienda leader nella produzione ed installazione di centrali PAFC, dal 1991, produce e commercializza *Pure Cell™200* (precedentemente conosciuto come PC25), sistema di 200 kW di potenza elettrica e 260 kW di potenza termica utilizzabili per applicazioni cogenerative. Ad oggi sono stati installati 275 impianti *Pure Cell™200* in 19 Paesi per un totale di 45 MW complessivi; di essi ben 160 sono stati installati negli Stati Uniti (dislocati in 84 città), 20 nel Nord America, i restanti in Giappone ed Europa [7]. Tale flotta commerciale ha accumulato finora più di sei milioni di ore di funzionamento dimostrando affidabilità, ridottissimo impatto ambientale ed un rendimento globale di circa l'80% (40% elettrica, 40% termica). La centrale prevede un reformer, a monte dell'unità PAFC, dal quale si ottiene idrogeno mediante reforming e successiva reazione di shift del combustibile (gas naturale in generale ma anche propano, butano, metanolo), l'unità elettrochimica dal quale viene recuperato il calore di processo mediante una rete di scambiatori di calore e l'inverter ac/dc. Il sistema è completato da un circuito di raffreddamento ad aria secca, ausiliari e sistema di controllo [7].

I siti in cui sono state installate tali centrali sono i più svariati e vanno dalla stazione di polizia di New York City allo Stockton College nel New Jersey, ai musei in Europa, al Centro della Scienza di Tokyo, alla Banca Nazionale di Omaha in Giappone. La possibilità di connettere le unità in serie ha consentito la realizzazione di impianti anche dell'ordine del MW: è il caso, ad esempio di Anchorage, in Alaska, dove l'impianto, costituito da 5 unità *Pure Cell* in serie per un totale di 1 MW, è stato configurato in modo da immettere nella rete pubblica l'energia prodotta in eccesso rispetto ai fabbisogni energetici del centro presso cui è installato. Sette unità per un totale di 1,4 MW sono state, invece, installate in un centro di telecomunicazioni della Verizon in Long Island. L'impianto installato a Portland prevede l'alimentazione della sezione PAFC mediante gas anearobico prodotto, dal trattamento di acque di scarico, in un digestore. In termini di durata di vita utile, l'obiettivo della UTC è di raggiungere le 40.000 ore per ogni esemplare venduto. In realtà finora solo alcuni impianti hanno raggiunto tale soglia (uno ha addirittura raggiunto le 50.000 ore, mentre il più lungo funzionamento continuativo si è registrato all'unità installata presso la *Tokyo Gas* in Giappone con 9.500 ore di funzionamento senza alcuna interruzione). Il costo d'impianto si aggira sui 4.500 euro/kW. Oltre ad UTC, altre aziende impegnate nell'installazione di impianti a celle a combustibile PAFC sono la Fuji Electric e la Toshiba.

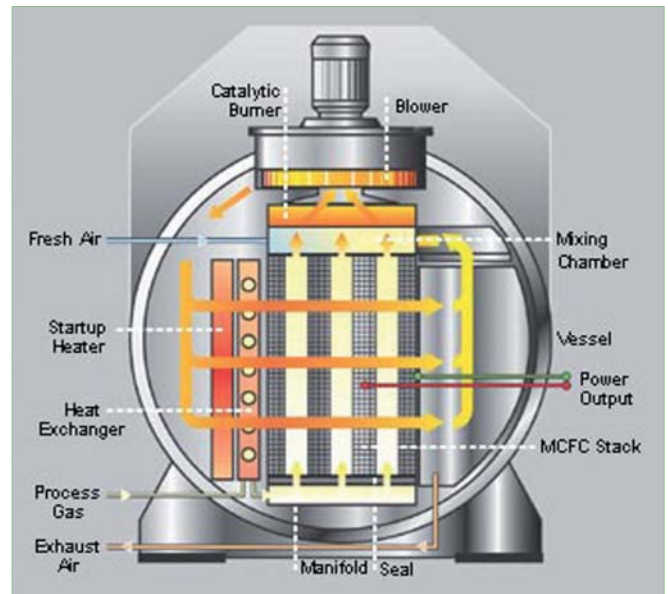
La Fuji sta sviluppando da alcuni anni impianti cogenerativi a celle ad acido fosforico ed ha installato ben 95 impianti on-site di potenze comprese tra 50 kW ( modello FP50) e 500 kW (modello FP500). La stessa azienda ha installato, alla fine degli anni Novanta, un impianto dimostrativo da 5 MW alla Kansai Electric Power Company in Giappone [8]. Notevole, infine l'installazione del 1991 nell'isola di Rokko di un impianto che prevede ben 14 unità FP50 connesse in parallelo per un totale di 700 kW.

Per quanto riguarda la Toshiba, si segnala l'installazione di un impianto cogenerativo da 1 MW presso la Tokyo Gas e sempre a Tokyo, un impianto di 1 MW installato nel 1989 in collaborazione con Hitachi. In Europa nessuna industria è impegnata nella produzione di stacks PAFC ma alcune hanno operato, per inserirsi nel processo di industrializzazione e commercializzazione dei sistemi a celle ad acido fosforico, attraverso accordi con costruttori giapponesi e statunitensi che hanno portato all'installazione di oltre 20 impianti.

### Impianti a celle a carbonati fusi (MCFC)

Anche le celle a combustibile a carbonati fusi possono dirsi vicini alla fase commerciale visto che attualmente le attività inerenti questa filiere hanno già superato la fase dimostrativa con l'installazione di numerosi impianti pilota in tutto il mondo, molti dei quali hanno già terminato la dimostrazione e fornito le proprie prestazioni. Le alte temperature di esercizio (600-700 °C) consentono di raggiungere elevati rendimenti, maggiore flessibilità nella scelta dei combustibili (metano, gas da carbone, biogas, metanolo e altri) e permettono il reforming del combustibile fossile direttamente all'interno dell'unità elettrochimica, caratteristiche che rendono le MCFC particolarmente attraenti per applicazioni cogenerative di taglia compresa tra i 300 kW e qualche MW ed in assetto ibrido integrate a microturbine a gas per potenze comprese tra i 300 kW ed 1 MW [4]. Ad oggi, nel Mondo, risultano installati circa 28 MW utilizzando le celle a carbonati fusi.

L'impianto MCFC più testato ed installato è l'Hot Module, prodotto dall'azienda tedesca MTU Friedrichshafen, sistema integrato di potenze elettrica di 250 kW e termica di 180 kW. In Figura 2 è raffigurata, in sezione, l'unità elettrochimica della macchina. Lo stack, costituito da 350 celle disposte in serie e funzionanti con reforming interno, ad una



**FIGURA 2 - Configurazione schematica dello stack MCFC di Hot Module [9]**

to Hot Module è stato installato in uno stabilimento Michelin per la produzione di pneumatici: l'impianto ha provveduto nel corso del suo periodo dimostrativo (2002-2005) alla produzione combinata di elettricità e vapor d'acqua di processo, utilizzato nella vulcanizzazione dei pneumatici. Un'altra importante installazione "tedesca" è quella della sede della Deutsche Telekom di Monaco di Baviera, dove un impianto MTU ha fornito l'energia elettrica ed il condizionamento degli uffici dal 2002 al 2006 producendo oltre 3 milioni e mezzo di kWh. Le altre installazioni riguardano principalmente cliniche ed ospedali come quelle di Rhon Grunstadt e Berka in Germania; hotel (Sheraton) ed Università (Ocean County College, Yale University, Grand Valley State University) negli Stati Uniti; industrie (Nippon Metal) in Giappone [9]. L'installazione, a tutt'oggi, ha un costo non inferiore ai 3,5 milioni di euro, con un costo unitario di circa 14.000 euro/kW in linea con il costo medio della tecnologia. La Fuel Cell Energy è riuscita a realizzare la configurazione DFC (Direct Fuel Cell) anche per sistemi di taglia maggiore ai 250 kW. In particolare ha prodotto le centrali DFC 1500 e le centrali DFC 3000 rispettivamente da 1 e da 2 MW (Figura 3). Un impianto DFC 1500 è stato installato a Renton, vicino Washington negli Stati Uniti, nel 2004, nell'ambito del *South Treatment Plant Fuel Cell Demonstration Project*. La centrale di 1 MW è stata combinata con un digestore anaerobico che, producendo un gas ricco di metano (65%), ha alimentato l'unità MCFC, a partire da acque di scarto e liquami vari provenienti da produzioni agricole.

L'impianto, di tipo *bi-fuel* (in mancanza di biogas, veniva alimentato da gas naturale) ha operato per due anni accumulando 5.700 ore di funzionamento ed ha generato 2,7 milioni di kWh con un'efficienza elettrica vicina al 60% [10]. Nel 2003, presso l'impianto di gassificazione del carbone di *Wabash River* (Indiana, Usa), è stata installata una centrale DFC3000 di 2 MW. Il progetto, realizzato da FCE in collaborazione con il DoE (Department of Energy) statunitense ed il NTL (National Technology Laboratory), ha previsto la produzione di energia elettrica attraverso l'impianto DFC 3000, alimentato direttamente dal syngas prodotto dalla gassificazione del carbone [11]. In Giappone, inoltre, sono da segnalare le attività di due importanti aziende: Hitachi e IHI. Le due aziende hanno realizzato a *Kawagoe*, un impianto pilota da 1 MW a reforming esterno costituito da quattro moduli da



**FIGURA 3 - I grandi impianti MCFC: a sinistra l'installazione di Washington del DFC1500 da 1 MW, a destra l'impianto DFC3000 da 2 MW di Indiana, USA [10,11]**

temperatura di 650 °C, è sistemato insieme con gli ausiliari che operano a temperature e pressioni simili, in un unico vessel isolato termicamente. Il modulo centrale contiene, inoltre, un bruciatore catalitico dell'eshausto anodico ed un riciclatore catodico. Completano il sistema due moduli esterni: l'unità di desolfurazione del combustibile e quella di condizionamento della potenza. Il vantaggio di non avere il reformer esterno unito alla posizione orizzontale dello stack (che consente di aumentare agevolmente la potenza dello stesso con l'aggiunta di ulteriori celle senza aumentare gli ingombri verticali), consentono di ridurre sensibilmente i costi [8]. A Karlsruhe, in Germania, un impien-

250 kW, entrato in esercizio nel luglio del 1999 fino a marzo 2000; la sperimentazione ha consegnato 4.916 ore di funzionamento con 2.103 MWh generati, dimostrando un'efficienza del 45% [8]. Si ricorda, infine, l'impianto con alimentazione diretta a metano di 1,8 MW, installato a Santa Clara, in California, dalla ERC nel 1996.

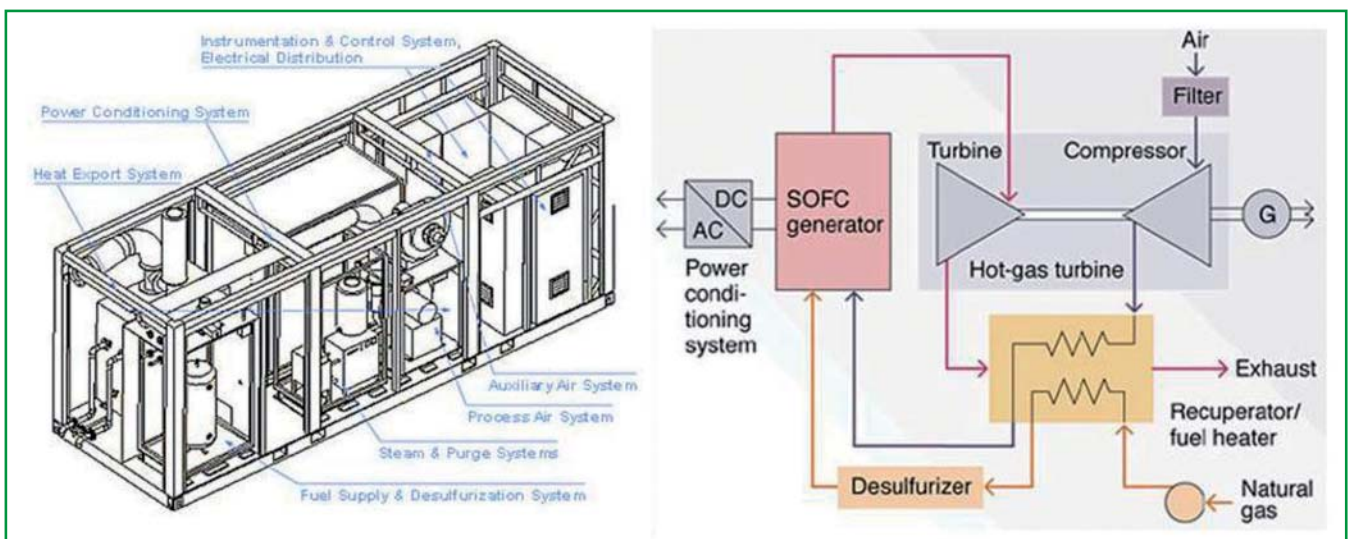
## Impianti a celle ad ossidi solidi (SOFC)

Negli ultimi anni, l'interesse nei confronti delle celle ad ossidi solidi è cresciuto a livello esponenziale. Le elevate temperature di funzionamento garantiscono, come e più delle celle a carbonati fusi, rendimenti elevati, favoriscono il reforming interno del combustibile, aumentano la tolleranza ad ossido di carbonio, anidride carbonica e zolfo e consentono un'ottima integrazione a cicli a gas o a vapore in assetto "ibrido". L'elettrolita solido elimina il problema della corrosione, consente la realizzazione di celle con maggiore flessibilità nella forma geometrica e consente il funzionamento pressurizzato senza grossi problemi [4]. L'alta temperatura operativa, pur essendo all'origine dei molti vantaggi sopra elencati, costituisce anche l'unico svantaggio di questa filiera. Problemi derivanti soprattutto dai limiti strutturali e di durata della cella, connessi alla stabilità chimica dei materiali e alla compatibilità termomeccanica tra le vari parti, ne hanno sinora rallentato la diffusione e limitato la taglia [3].

PREMIERE (oggi denominato Galileo), sistema SOFC di 1 kW, alimentato a gas naturale, che ha installato in diverse parti del mondo, dal 2000 in poi. Il sistema prevede uno stack costituito da numerose celle in configurazione Sulzer<sup>1</sup> connesse in serie che produce complessivamente 1 kW di potenza elettrica, funzionante in parallelo alla rete con un rendimento di circa il 30%. Da segnalare, inoltre, impianti di potenza dell'ordine di decine di kW (10-30 kW) dell'Acumentrics (soprattutto unità da 5 kW), di Sanyo, Ztek e Siemens, installate prevalentemente in Giappone e Stati Uniti. La Siemens Westinghouse è senza dubbio l'azienda che più di tutte ha investito nella realizzazione di impianti a celle a combustibile ad ossidi solidi. Ad essa, si devono, infatti, le prime installazioni di sistemi SOFC di una certa potenza (dell'ordine di centinaia di kW) ed alle prime unità ibride SOFC/MGT.

Nel 1997 ha installato nel villaggio di Wastervoot, vicino Arnhem in Olanda un impianto CHP100 di 109 kW<sub>el</sub> e 65 kW<sub>t</sub>, formato da 1.552 celle tubolari, prodotte dalla stessa Siemens, che ha funzionato per 16.667 ore con una efficienza elettrica complessiva del 46% (LHV).

Nel 2003, la stessa azienda ha interamente progettato ed installato un impianto da 250 kW presso la stazione di prova della Kinetics Inc. a Toronto in Canada. L'impianto del tipo "Proof of Concept" ha operato per più di 1.100 ore; a partire dal 2004 l'unità è stata trasferita all'Università di Toronto a Mississauga dove viene monitorata dalla



**FIGURA 4 - Le attività di Siemens Westinghouse nel campo delle SOFC: a sinistra l'unità precommerciale SOFC 200, a destra il sistema ibrido pressurizzato SOFC/MGT ideato dall'azienda [15]**

La maggior parte delle applicazioni sinora installate, infatti, consiste in unità CHP di piccola taglia (1-5 kW) ad uso residenziale realizzate dalle aziende Acumentrics, Fuel Cell Technologies, Sanyo, Sulzer e disponibili commercialmente da qualche anno, la restante parte in impianti di media taglia (200-250 kW) installati principalmente dalla Siemens e da Mitsubishi. I limiti tecnici ancora esistenti precludono la possibilità di realizzare sistemi SOFC di grossa taglia (dell'ordine di MW), obiettivo cardine a cui è finalizzata la ricerca, la quale sta perseguendo la strada degli impianti ibridi (SOFC/MGT) per innalzare la potenza e l'efficienza dei sistemi in progettazione. Ad oggi, tuttavia, la pratica dell'integrazione al modulo SOFC di una microturbina a gas ha portato alla realizzazione ed installazione di impianti di potenza non superiore a qualche centinaio di kW. Leader nella realizzazione e nell'applicazione di sistemi SOFC di piccola taglia (qualche kW) è l'azienda svizzera Sulzer Hexis che si è letteralmente "impadronita" di questo segmento di mercato con il suo prodotto di punta HXS 1000

Kinetics. Sempre nello stesso anno, la Siemens Westinghouse ha progettato ed installato ad Hanover, in Germania presso il sito di Harenhausen un'unità cogenerativa da 230 kW<sub>el</sub> e 160 kW<sub>t</sub> che ha mostrato un rendimento globale superiore all'80% [8]. Attualmente l'azienda è vicina alla commercializzazione dell'unità cogenerativa SFC-200 da 125 kW<sub>el</sub> e 100 kW<sub>t</sub> (Figura 4), operante a gas naturale con un'efficienza elettrica del 48% a pieno carico (rendimento globale superiore all'80%). Come detto precedentemente, accanto ai sistemi semplici le attenzioni sono state rivolte soprattutto ai sistemi SOFC integrati con una microturbina a gas. In particolare, Siemens ha preso in considerazione diverse configurazioni ibride che prevedevano il fun-

<sup>1</sup> La Sulzer ha realizzato e brevettato una cella a combustibile ad ossidi solidi circolare ed a sezione piana la cui geometria, differenziandosi dalle ormai tradizionali configurazioni planari, tubolari e monolitiche è chiamata per l'appunto "geometria Sulzer" [13].

zionamento pressurizzato o a pressione atmosferica del modulo SOFC ed il funzionamento fired (con combustione) o unfired (senza combustione) della turbina a gas. La ricerca, inizialmente, si è concentrata sui sistemi pressurizzati in grado di garantire un'efficienza elettrica più elevata (60%) rispetto ai sistemi a pressione atmosferica (55%) ed ha portato alla realizzazione di diversi impianti dimostrativi. La Figura 4 illustra lo schema del sistema ibrido pressurizzato ideato dalla Siemens [14]. L'esausto in uscita dallo stack SOFC, ad alta temperatura (circa 800 °C) e quindi ad alto contenuto entalpico, viene espanso in turbina, la quale genera energia elettrica addizionale e contemporaneamente trascina il compressore che comprime l'aria in ingresso allo stack, alla pressione di circa 3 atm, necessaria per il funzionamento del modulo elettrochimico. Prima di entrare nel generatore elettrochimico, aria e gas naturale vengono preriscaldati sfruttando i gas di scarico (ancora caldi) della turbina che a valle della sezione di preriscaldamento conservano una temperatura di 200 °C sufficiente per eventuale produzione di acqua calda. La pratica consente un incremento delle prestazioni del modulo SOFC (il funzionamento a 3 atm consente un incremento del 10% dell'efficienza del modulo rispetto ad un funzionamento a pressione atmosferica), nonché un incremento dell'efficienza globale del sistema dovuta ad uno spinto recupero del contenuto entalpico dell'esausto dello stack [15].

**TABELLA 3 - Principali impianti dimostrativi "italiani"**

Costruttore	Tipo di impianto	Città	Anno	combustibile
Ansaldo Fuel Cells	100 kW MCFC "Proof of Concept"	Milano	1998	Gas naturale
Ansaldo Fuel Cell + Enea	150 kW MCFC (in fase di realizzazione)	Trisaia	2004	Biomasse
ReliOn	I-1000 (tot. 10 kW) PEM	Cavalese	2003	Gas naturale
UTC Fuel Cells	200 kW PAFC (PC 25)	Bologna (Saebo)	1993	Gas naturale
UTC Fuel Cells	1,3 MW PAFC	Milano Bicocca	1995	Gas naturale
UTC Fuel Cells	200 kW PAFC (PC 25)	Milano (Museo della Scienza)	2001	Metano
Siemens	109 kW SOFC (Siemens CHP100)	Torino (Stabilimento TurboCare)	2005	Gas naturale
Nuvera	120 kW PEMFC (Nuvera Forza™)	Brescia (Stabilimento Caffaro)	2006	Idrogeno

Sono stati realizzati ed installati alcuni impianti di questo tipo. Nel 2002 un'unità è stata installata ad Essen in Germania. Il sistema ha prodotto, complessivamente, 302 kW di potenza max (efficienza elettrica complessiva del 55%) di cui 245 kW prodotti dallo stack SOFC con una corrente di 750 A ad una tensione di 360 V e 57 kW prodotti dalla turbina a gas, operante con una portata di aria di 0,649 kg/s e rapporto di compressione di 3,8. Il sistema ha fornito, inoltre, acqua calda alla temperatura di 65°C equivalenti a 146 kW di potenza termica [8]. Precedentemente (nel 2000), la Siemens ha provveduto all'installazione di un'unità ibrida ad Irvine, in Canada, costituita da uno stack SOFC pressurizzato alimentato a gas naturale di 200 kW ed una microturbina a gas di 20 kW della Ingersoll-Rand Energy System, per una potenza complessiva di 220 kW. L'impianto di tipo "Proof of Concept" ha operato per 3400 ore fornendo un'efficienza elettrica del 53%. Tuttavia i maggiori costi ed i maggiori problemi di gestione dell'impianto ha spostato, oggi, l'attenzione dell'azienda verso i sistemi a pressione atmosferica convinta che i minori costi di investimento uniti ad una più vasta gamma di turbine commerciali adattabili più che compensi le minori efficienze dell'impianto [8]. I costi attuali della tecnologia si presentano più elevati di quelli delle MCFC e si aggirano su un valore di 18.000-20.000 euro/kW.

### Le esperienze italiane

In Italia si segnalano solo una decina di impianti dimostrativi fuel cells per un totale di circa 2 MW di potenza installata pari all'1,7% della

produzione mondiale di energia elettrica da celle a combustibile (Tabella 3). Tra la fine degli anni Ottanta e gli inizi degli anni Novanta sono state avviate diverse iniziative, molte delle quali promosse dall'Enea, che hanno portato alla realizzazione di due impianti utilizzando celle PAFC. L'esercizio sperimentale di questi impianti ha consentito di valutare le loro caratteristiche operative (efficienza, affidabilità, necessità di manutenzione, emissioni), verificandone i vantaggi energetici ed ambientali. L'azione più importante ha portato alla realizzazione dell'impianto dimostrativo di Bicocca da 1,3 MW, installato a Milano presso il polo universitario della Bicocca, in esercizio dal 1995 al 1998 per un totale di 6.000 ore di funzionamento.

Un secondo impianto PAFC dimostrativo è stato installato a Bologna presso la sede della Acoser (oggi Hera) dove ha esercito un PC25 della UTC dal 1993 al 1996. L'impianto della Acoser è stato il primo sistema di cogenerazione con celle a combustibile funzionante in Italia ed è stato realizzato in collaborazione con Enea nell'ambito del programma THERMIE della Commissione Europea. Nel 2001, infine, è stato inaugurato un altro impianto PC25 presso il Museo della Scienza e della Tecnica di Milano che provvede a fornire l'energia elettrica, il riscaldamento degli ambienti mediante pannelli radianti elettrici a parete e l'acqua calda sanitaria al Museo. Con l'avvento del nuovo millennio, le attenzioni in Italia si sono spostate sulle celle ad alta temperatura. Nel 1999, in particolare, la Ansaldo Fuel Cells ha realizzato un impianto MCFC "Proof of concept" da 100 kW, presso la sede del CESI (ex Enel Ricerche), a Segrate (MI), che ha sancito definitivamente il passaggio dalla fase di sviluppo strettamente tecnologico all'attuale fase dimostrativa.

L'impianto prevedeva uno stack di nuova concezione con celle rettangolari, ampia superficie e disegno semplificato. I tests sull'impianto (sette mesi di sperimentazione) hanno suggerito la scelta di un sistema di reformer termicamente integrato ma fisicamente separato dal modulo elettrochimico (soluzione MIR, Modular Integrated Reformer), che garantisce la possibilità di utilizzo di una vasta gamma di combustibili e riduce l'usura dei catalizzatori, con conseguente aumento della vita utile delle celle. Dalle prove sull'impianto e da un'attenta analisi di mercato è nato Series 2TW First of Kind, impianto cogenerativo di 500 kW che rappresenta il prodotto più innovativo dell'Ansaldo [16]. Sempre per le MCFC, è in fase di realizzazione un impianto di 100 kW alimentato a biomasse, presso il centro ricerche Enea di Trisaia ed è in progettazione dal 2005 l'installazione di un'unità Hot Module a Genova da alimentare a biogas.

Nel 2003, la Edison, titolare della centrale termoelettrica di Spinetta Marengo, nel Comune di Alessandria, aveva avviato un progetto sperimentale molto interessante che prevedeva l'installazione, nella medesima centrale, di un impianto ibrido SOFC/MGT da 350 kW, in grado di raggiungere un'efficienza elettrica teorica intorno al 58%. Per grossi problemi tecnici di gestione dell'insieme celle-microturbina, tuttavia, il progetto è stato chiuso solo dopo i primi test della macchina negli USA e, di fatto, l'unità non è mai arrivata in Italia. Un'unità SOFC CHP100 (109 kWel, 65 kWt) della Siemens, è stata installata, nel 2005, a Torino dalla TurboCare (società torinese controllata dal gruppo Sie-

mens) nel proprio stabilimento, in collaborazione con il Politecnico di Torino e l'HySyLab. L'unità, precedentemente operativa in Olanda e Germania, nel biennio dimostrativo 2005-2007 ha prodotto più di un milione e mezzo di kW, dimostrando un rendimento globale del 68% [17]. L'ultima installazione, in ordine temporale, riguarda un impianto Forza™ di 120 kW prodotta dalla Nuvera, installato, nel 2006, nella sede della Caffaro Srl a Brescia. Lo stack PEMFC alimentato direttamente da idrogeno purissimo prodotto da un impianto petrolchimico, ha prodotto, sinora, più di 185.000 kWh [18]. Si ricordano, infine, le attività della ICI Caldaie, azienda veronese, che ha sviluppato, in collaborazione con la Arcatronics Fuel Cells (oggi Exergy Fuel Cells), un impianto microgenerativo da 30 kWel (45 kWt), con efficienza elettrica del 32% per usi condominiali [19] e della MTS (Merloni TermoSanitari) che sta mettendo a punto un sistema CHP, che abbina una caldaia a condensazione di 24 kW con uno stack PEMFC di 1 kW.

## Applicazione spaziali e di difesa

Le celle a combustibile alcaline trovano applicazione oltre che marginalmente nello *stazionario* di piccola taglia e nel settore dei *trasporti* (automobili, golf-cart, trattori, barche), soprattutto in applicazioni *spaziali* e *militari*. Esse, tuttavia, rappresentano una tecnologia ormai in disuso e sostituita dalle "concorrenziali" PEMFC e DMFC, per costi troppo elevati e per la necessità di essere alimentate necessariamente con idrogeno puro. Attualmente resistono bene solo nelle applicazioni militari e di difesa, settori tutto sommato meno sensibili di altri agli alti costi di investimento. Le prime applicazioni spaziali e militari delle celle a combustibile alcaline risalgono, addirittura ai primi anni Sessanta, quando il costruttore dei motori per aeroplani Pratt e Whitney fornì le celle alcaline alla NASA per alimentare la navicella spaziale Apollo,

durante la missione sulla luna. Il sistema alcalino fornì l'energia elettrica a bordo, per i comandi ed i servizi del velivolo. Leader mondiale del settore è la UTC Fuel Cells la quale progetta, sviluppa e continua a produrre un sistema AFC che produce l'energia elettrica necessaria al velivolo *Space Shuttle Orbiter* della NASA. Il sistema è costituito da tre unità fuel cells di 12 kW, ciascuna composta da 96 celle alcaline connesse in modo da assicurare un'uscita di 28 V, con un'efficienza di circa il 70%. Lo shuttle non prevede batterie d'emergenza e una sola unità del sistema è in grado di assicurare il ritorno sicuro del velivolo. Le celle vengono rifornite in maniera continuativa di idrogeno e ossigeno stivati in serbatoi criogenici; l'acqua prodotta dalla reazione elettrolitica viene utilizzata in parte per il raffreddamento del velivolo ed in parte viene riciclata e bevuta dagli astronauti [20].

L'alta efficienza ed affidabilità unita alla leggerezza del sistema e ai ridotti ingombri hanno spinto la NASA a ricorrere ai sistemi a celle alcaline piuttosto che ai tradizionali sistemi MCI. Sinora lo Space Shuttle ha compiuto ben 113 missioni per un totale di 90.264 ore di funzionamento. In passato l'azienda è stata pioniera nel campo delle applicazioni spaziali, per aver fornito alla NASA le celle alcaline per le missioni del programma *Skylab*. In passato vi è stato, inoltre, un notevole interesse per l'utilizzo della tecnologia nelle applicazioni marine: UTC ha svolto un ruolo fondamentale nello sviluppo di tale settore di nicchia. Nel 1980 ha progettato e fornito all'*US Navy*, per il sottomarino *Lackheed Deep Quest*, un completo sistema di potenza di 30 kW. Nel campo militare, le prime applicazioni delle fuel cells risalgono, addirittura, ai primi anni Sessanta. Nel 1965 la US Army realizzò e successivamente utilizzò un generatore alcalino di 300 W, alimentato ad idrazina, utilizzato come generatore di potenza ausiliaria in alcune missioni che richiedevano particolare silenziosità. Nello stesso anno la Allis-Chalmers installò, per la prima volta in un sotto-

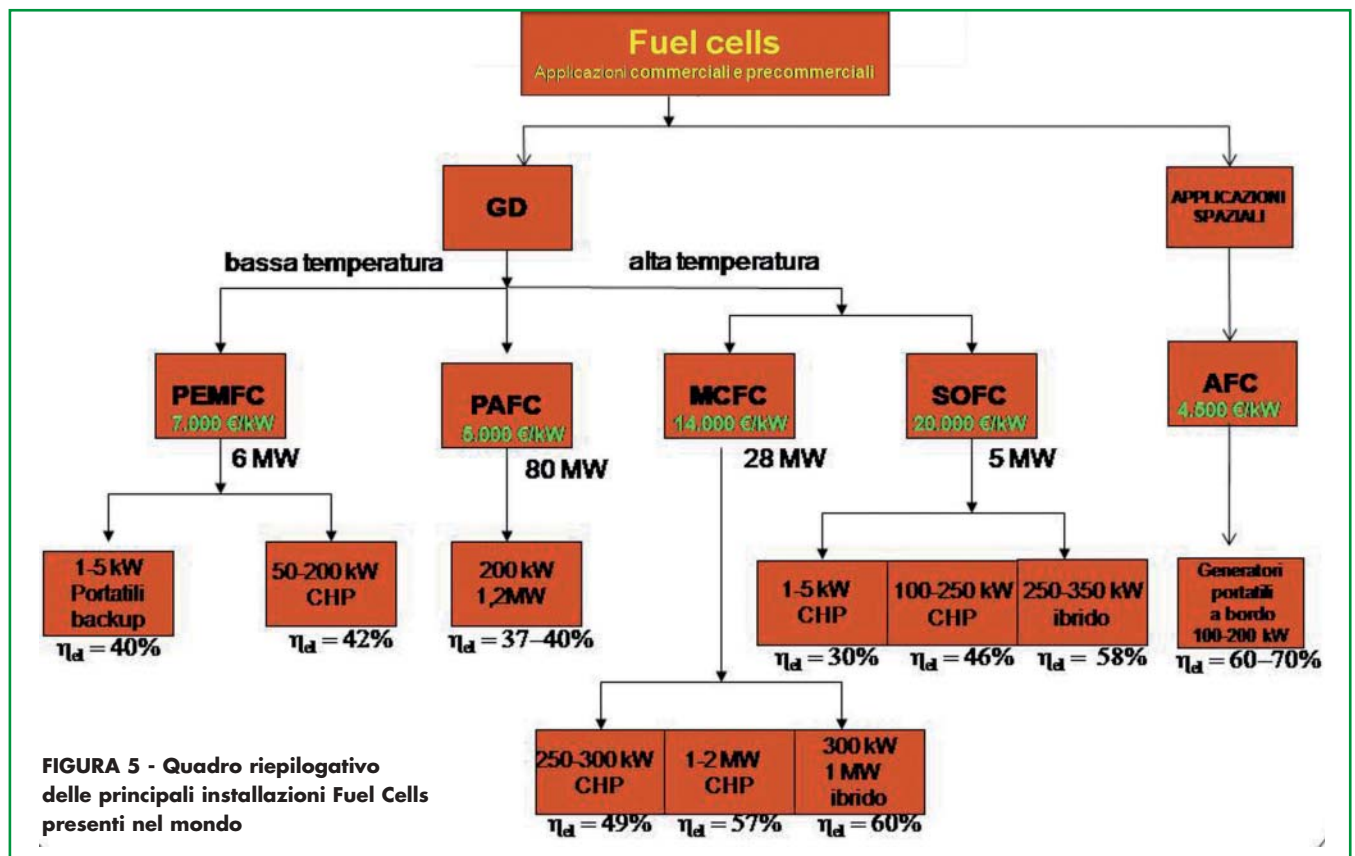


FIGURA 5 - Quadro riepilogativo delle principali installazioni Fuel Cells presenti nel mondo

marino, uno stack alimentato ad idrazina e ossigeno di 1,5 kW. Ai giorni nostri, particolarmente intense risultano le attività del Dipartimento di Difesa (DOD) statunitense, che promuove l'utilizzo delle celle a combustibile (sistemi dell'ordine di centinaia di watt) come sorgenti di energia per armi sofisticate, sistemi GPS, apparecchiature militari elettroniche. Sistemi PEMFC di taglia maggiore (10-250 kW) vengono, invece, testati per la propulsione e/o come sorgente di potenza ausiliaria per veicoli militari e sottomarini [21]. Si ricorda, a tal proposito, il progetto italiano della Fincantieri che ha avviato la realizzazione di sottomarini ibridi dotati di uno stack PEMFC che provvede alla propulsione del mezzo durante le immersioni.

## Conclusioni

Nella prima parte del presente articolo si è cercato di valutare il livello tecnologico raggiunto nel settore delle celle a combustibile, focalizzando l'attenzione su quelle applicazioni e su quelle filiere che possono dirsi ormai prossime ad una maturità tecnico-commerciale tale da poter auspicare, già nel breve periodo, una completa penetrazione della tecnologia nel mercato energetico globale. La Figura 5 mostra un quadro riepilogativo delle applicazioni impiantistiche esaminate.

In particolare è nel campo della generazione distribuita dove si sono ottenuti i risultati più incoraggianti. Attualmente, nel mondo, sono installati circa 800 impianti, che producono energia elettrica utilizzando le celle a combustibile, per un totale di circa 119 MW. Il 44% di questi è rappresentato da sistemi PEMFC di piccola taglia (15 kW) utilizzate come unità cogenerative per utenze specifiche quali unità abitative, uffici, scuole, ospedali e da qualche anno, disponibili commercialmente; il 35% da impianti PAFC di media taglia (200 kW-1,5 MW) rappresentati prevalentemente dal sistema *Pure Cell* (ex PC25) della *UTC Fuel Cell*, che prevede ben 275 installazioni in tutto il mondo; l'11% da impianti SOFC di piccola-media taglia (1-400 kW) installati prevalentemente negli ultimi anni; il 10%, infine, da impianti MCFC (250 kW-2 MW) rappresentati in prevalenza dal prodotto più innovativo presente sul mercato: l'*Hot Module* della *MTU*.

Molti di questi impianti hanno già ultimato la loro fase dimostrativa, dalla quale sono scaturiti risultati prestazionali, in taluni casi anche superiori a quelli attesi. La pratica della cogenerazione ha consentito il raggiungimento di un'efficienza globale anche dell'80%, mentre le efficienze elettriche registrate si attestano mediamente intorno al 40-42% per le filiere operanti a bassa temperatura, 45-55% per quelle operanti ad alta temperatura, fino a sfiorare il 60% per gli impianti MCFC e SOFC integrati a turbine a gas in assetto ibrido.

Rimane tuttavia ancora esorbitante il costo del kilowatt installato che va, per un sistema prototipo, dai 4.500 euro/kW delle PAFC ai 20.000 euro/kW delle SOFC, rendendo la tecnologia ancora scarsamente concorrenziale con gli impianti termici tradizionali (800 euro/kW). Tuttavia nel breve periodo si dovrebbe assistere all'avvio della produzione di serie, che dovrebbe portare a costi di 1.000-1.500 euro/kW, già sufficienti per una penetrazione della tecnologia nel mercato della generazione distribuita. Se le PEMFC sembrano le più vicine ad una produzione di serie che le porterà in breve alla soglia di costo concorrenziale, le PAFC, dopo essere state oggetto di grandi studi nel corso degli anni Novanta, sembrano giunte ad un vicolo cieco: la ricerca è ferma, le aziende hanno dirottato la loro attenzione sulle altre filiere, pertanto il costo della tecnologia rimane bloccato a valori non concorrenziali; è facile, dunque prevedere che alle installazioni PAFC finora realizzate non ne seguano altre in futuro. Le prime applicazioni commerciali delle fuel cells hanno riguardato, inoltre, la filiera delle celle alcaline che hanno trovato e continuano a

trovare notevole spazio nelle applicazioni spaziali e di difesa (sia nella missione Apollo e nel programma Apollo-Soyuz, sia nello Skylab e negli Space shuttle sono stati, e sono ancora in uso, celle a combustibile alcaline). Esse, tuttavia, rappresentano una tecnologia ormai in disuso per altre applicazioni (stazionario e trasporti) e sostituite dalle "concorrenziali" PEMFC e DMFC, per costi troppo elevati e per la necessità di essere alimentate necessariamente con idrogeno e ossigeno puri.

## Bibliografia

- [1] P. Hoffman, L'era dell'idrogeno, Muzzio, 2002.
- [2] K. Berger, Handbook of Fuel Cell Technology, Prentice-Hall, 1968.
- [3] M. Noro, Celle a combustibile - Tecnologia e possibilità applicative, Dario Flaccavio Editore, 2003.
- [4] L.J.M.J. Blomen, M.N. Mugerwa, Fuel Cell Systems, Plenum Publishing Corporation, 1993.
- [5] FuelCells2000, FC InstallationChart: <http://www.fuelcells.org/FCInstallationChart.pdf>
- [6] Doe, Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructure Technologies Program Multi-Year Research, Development, And Demonstration Plan: Section 3.4 Fuel Cells, 2007: [http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/mypp/pdfs/fuel\\_cells.pdf](http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/mypp/pdfs/fuel_cells.pdf)
- [7] UTC Fuel Cells, Pure CellTM200: Commercial Fuel Cell Power System, 2003: [http://www.utcpower.com/fs/com/Attachments/DS\\_PureCell.pdf](http://www.utcpower.com/fs/com/Attachments/DS_PureCell.pdf)
- [8] M. Ronchetti, A. Iacobazzi, Celle a combustibile: Stato di sviluppo e prospettiva della tecnologia, ENEA, 2002.
- [9] MTU CFC, sito web: <http://www.mtu-cfc.com>
- [10] Case Study: King County South Treatment Plant Renton, Washington Combined heat and Power using a Molten Carbonate - 1.0Megawatt of electrical output, July 2006 WSU EEP06-03 Dr.R.Gordon Bloomquist, Washington State University Extension Energy Program: <http://www.chpcenternw.org/NwChpDocs/KingCoSouthTreatmentPlantFuelCellCaseStudy.pdf>
- [11] Kentucky Pioneer Energy LLC Integrated Gasification Combined Cycle Project 2MW Fuel Cell Demonstration Cooperative Agreement DE-FC21-95MC31262 Final Report February 15,2006: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/cctc/ccpi/pubs/Fuel%20Cell%20Final%20Report042706.pdf>
- [12] Fuel Cell Today, sito web: <http://www.fuelcelltoday.com>
- [13] Sulzer Hexis, Galileo, decentralised Energy and heat supply with fuel cells, 2007: <http://www.hexis.com>
- [14] Siemens Westinghouse, Tubular SOFC Hybrids: Present and Prospect - Second DOE/UN International Conference and Workshop on Hybrid Power System, Charlotte North Carolina 2002: <http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/02/Hybrid/hybrid2Veyo.pdf>
- [15] Siemens Westinghouse, sito web: <http://www.powergeneration.siemens.com>
- [16] Bartolomeo Marcenaro, Elio Ferrari, Arturo Torazza, Series 2TW MCFC Power Plant, First of a Kind, 2004: <http://www.ansaldo-fuelcells.com>
- [17] Progetto EOS, sito web: <http://www.eos.polito.it/fuel3.htm>
- [18] Nuvera Fuel Cells, sito web: <http://www.nuvera.com>
- [19] Ici Caldaie, Il progetto di micro generazione SIDERA 30 Hydrogen Fuel Cells, atti del convegno CREA, Verona 2007.
- [20] UTC Fuel Cells, sito web: <http://www.utcfuelcells.com>
- [21] Gemma Crawley, Fuel Cell Today, Military Survey, Maggio 2007: <http://www.fuelcelltoday.com/media/pdf/surveys/2007-Military.pdf>