



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Sviluppo di un modello di calcolo per lo studio dei sistemi ibridi
basati sull'accoppiamento di turbine con celle a combustibile ad
ossidi solidi

C. Arrighetti, L. Leto



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

Report RdS/2010/170

SVILUPPO DI UN MODELLO DI CALCOLO PER LO STUDIO DI SISTEMI IBRIDI BASATI
SULL'ACCOPPIAMENTO DI TURBINE CON CELLE A COMBUSTIBILE AD OSSIDI SOLIDI

Luigi Leto, Cinzio Arrighetti (Dipartimento di Meccanica e Aeronautica, Sapienza Università di Roma)

Settembre 2010

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Produzione e Fonti Energetiche

Tema: Sviluppo di tecnologie innovative per le applicazioni stazionarie cogenerative delle celle a combustibile anche con utilizzo di biogas e biomasse

Responsabile Tema: Angelo Moreno, ENEA

INDICE DEGLI ARGOMENTI

- 1 - Programmi di Ricerca e Sviluppo
- 2 - Sviluppo industriale nel Nord America e in Europa
- 3 - Impianto con Turbina a gas
- 4 - Microturbine
- 5 - Sviluppo analitico dei componenti e Simulazione dell'impianto
- 6 - Affinamento ed estensione degli Strumenti di simulazione
- 7 - Conclusioni

PROGRAMMI DI RICERCA E SVILUPPO

Dal 2000 ad oggi, malgrado la recente crisi economico-finanziaria abbia condizionato la stabilità di molte Società, inducendo a modificare i relativi Programmi, le attività di Ricerca e Sviluppo (R&S) sulla tecnologia delle SOFC si sono susseguite e complessivamente ampliate. Negli Stati Uniti le attività in questo settore sono promosse dal Department of Energy (DoE) - che agisce attraverso l'Office of Fossil Energy (FE) e l'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) - e sono finalizzate allo sviluppo di sistemi per gli usi nella generazione stazionaria e nel trasporto (sistemi ausiliari, APU) attraverso la realizzazione indipendente di prototipi a diversa configurazione. In Europa le attività di ricerca sono condotte all'interno dei Progetti Real-SOFC, SOFC600 e Large-SOFC, nell'ambito del Sesto Programma Quadro della Commissione Europea, mentre in Giappone le attività sono coordinate dal New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), con progetti per le applicazioni stazionarie - quasi esclusivamente per il settore residenziale - ed il trasporto. Ulteriori attività di ricerca sono in svolgimento in Canada, Sud Corea, Cina, Singapore e Australia facendo della ricerca sulle SOFC una attività estesa quasi-uniformemente in tutti i continenti (Figura 1).

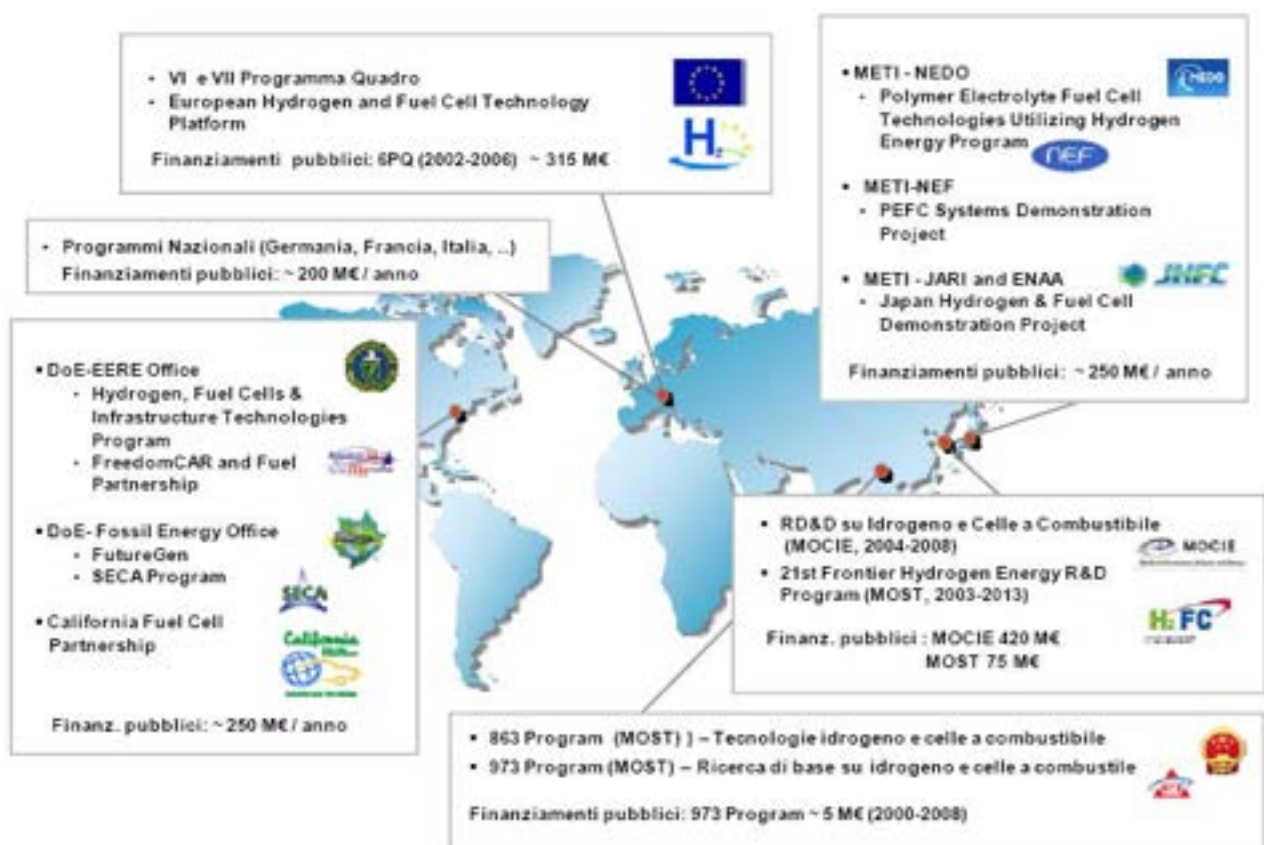


Figura 1. Principali Programmi Internazionali su Idrogeno e Celle a Combustibile [1].

Più in generale, sono coinvolti nello studio della tecnologia grandi gruppi industriali, medie e piccole Società private, Università ed Enti nazionali, prevalentemente riguardanti il miglioramento delle caratteristiche fisico-chimiche e l'introduzione di nuovi materiali, l'ottimizzazione strutturale dei componenti delle celle, degli stack e degli elementi dell'impianto (BoP).

Attività di R&S nel Nord America

Tra le varie attività di ricerca statunitensi sulle Celle a Combustibile, dalla partnership tra il National Energy Technology Laboratory e alcuni importanti gruppi industriali è stato costituito nell'autunno del 1999 il Solid State Energy Conversion Alliance (SECA) avente le finalità di promuovere lo sviluppo delle SOFC per una vasta gamma di applicazioni energetiche. Inizialmente rivolto in prevalenza alla generazione stazionaria residenziale e al trasporto, il Programma SECA prevedeva tre fasi distinte e cadenzate da obiettivi intermedi (negli anni 2005, 2007, 2010) fissati al fine di garantire la continuità dei finanziamenti (Tabella 1). Completata con successo la Prima Fase, il DoE ha dedicato quasi integralmente i finanziamenti del Programma SECA alle attività sui sistemi SOFC indirizzati alla produzione stazionaria di energia basata sull'utilizzo del syngas di carbone e, dal 2007, i programmi per il settore residenziale ed i relativi impegni e finanziamenti della ex Seconda Fase SECA sono stati, accorpati al Programma Idrogeno afferente agli uffici Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), Fossil Energy (FE), Nuclear Energy (NE), and Science (SC), prevedendo ulteriori fondi per lo sviluppo di materiali, stack e componenti.

Caratteristiche		1a Fase 2005	ex 2a Fase 2008	ex 3a fase 2010
Potenza elettrica		3-10 kWe	3-10 kWe	3-10 kWe
Efficienza elettrica (DC)	stazionario	35-55 %	40-60 %	40-60 %
	trasporto	25-45 %	30-50 %	30-50 %
Disponibilità		80 %	85 %	95 %
Decadimento prestazioni		≤ 2 %/500 h	≤ 1 %/500 h	≤ 0,1 %/500 h
Costo		< 800 \$ / kW	< 600 \$ / kW	< 400 \$ / kW

Tabella 1. Alcuni dei parametri-obiettivo delle tre fasi del Programma SECA.

Alla Prima Fase del Programma SECA hanno partecipato Acumentrics, Cummins Power Generation, Delphi Automotive Systems, FuelCell Energy, General Electric Power Systems e Siemens Power Generation, con il supporto di altre importanti aziende impegnate nello sviluppo dei componenti di stack con tecnologia SOFC, e diverse organizzazioni di ricerca pubbliche e private e coordinate dal National Energy Technology Laboratory (NETL) e dal Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). Le industrie coinvolte hanno superato la Prima Fase e le loro attività sono ancora in corso e proiettate verso il conseguimento di notevoli risultati, in qualche caso avendo già

reso commercialmente disponibile sistemi di piccolissima taglia.

Lo sviluppo dei sistemi di elevate potenze è finanziato con gli FE Program “Advanced Power - Fuel Cells, Advanced Research” e “Advanced Power - Fuel Cells, Solid Oxide” con i quali il DoE concede fondi a importanti realtà industriali internazionali come Siemens Energy (SE), FuelCell Energy (FCE), United Technologies Power (UTC), Rolls Royce (RRFCS). L’accordo è finalizzato allo sviluppo di sistemi SOFC aventi potenze superiori a 100 MW e costi inferiori a 400 \$/kW, funzionamento minimo di 40.000 ore e almeno il 50% di efficienza (HHV), basati sull’utilizzo di syngas di carbone (IGFCS). Delphi Automotive Systems sembra invece l’unica società supportata economicamente nell’ambito del Programma SECA per le ricerche attinenti alla realizzazione di moduli APU per il trasporto. Il Programma SECA prevede la realizzazione dei Sistemi Coal Based entro il 2015 e la commercializzazione di impianti di taglie medio-grandi entro il 2020 (Figura 2).

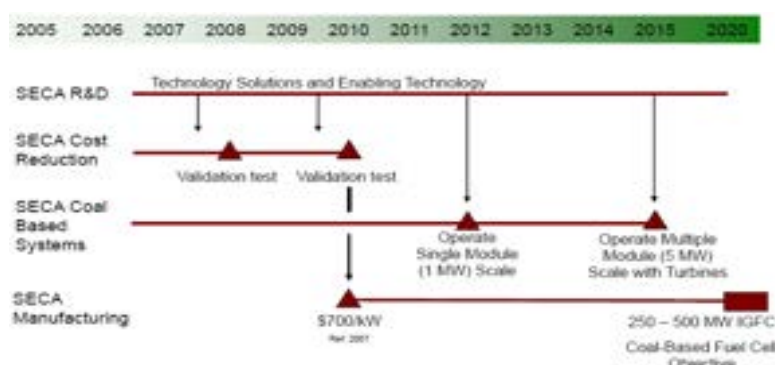


Figura 2. Roadmap relativa al Programma SECA (2009) [2].

Ente / Società	Project Title	Durata		Finanziamenti (Mln\$)	
		Inizio	Fine	DoE	Altri
Rolls Royce Fuel Cell Systems Inc.	SECA Coal Based Systems Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	01/12/2008	30/09/2010	8,894	2,499
Rolls Royce Fuel Cell Systems Inc.	Coal Based SOFC Development Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	01/09/2009	30/09/2010	0,300	-
Rolls Royce Fuel Cell Systems Inc.	SOFC Model Development Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	01/09/2009	30/09/2011	1,233	0,308
Siemens Energy	SECA Coal Based Systems Adv. Power–Fuel Cells Solid Oxide	19/09/2005	31/12/2009	35,868	12,868
Siemens Energy	SOFC Test Article & Module Design Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	01/10/2009	30/09/2010	1,826	0,456
FuelCell Energy	SECA Coal Based Systems Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	01/10/2006	30/09/2015	56,799	27,378
UTC Power	SECA Coal Based Systems Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	01/10/2008	30/09/2010	22,000	7,263
Pacific Northwest National Laboratory	Low Cost Modular SOFC Develop. Adv. Power–Fuel Cells Solid Oxide	01/10/2000	30/09/2010	42,389	-
Pacific Northwest National Laboratory	Coal Based SOFC Power Plant Devel. Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	01/08/2003	30/09/2010	1,200	-
National Energy Technology Lab.	Coal Based Fuel Cells Adv. Power–Fuel Cells, Adv. Research	01/10/2008	30/09/2010	6,492	-
Delphi Automotive Systems	SECA Adv. Power–Fuel Cells, Solid Oxide	10/07/2002	31/12/2011	73,203	63,594

Tabella 2. Principali Programmi e Finanziamenti del DoE.



Figura 3. Partnership SECA e maggiori Subcontractors [3].

Partecipano al Programma SECA lo Stark State College of Technology, presso il quale è stato completato nell'autunno del 2006 un importante Fuel Cell Prototyping Center costato 4,7 milioni di dollari e ad oggi a disposizione di RRFCs e diventato leader nel campo della ricerca sulle celle a combustibile a seguito delle partnership sviluppate con le industrie, lo Stato di Ohio e le Agenzie Federali, il Montana State University (Department of Physics, Chemical and Biological Engineering Department), presso il quale si eseguono in prevalenza modellazioni numeriche in Matlab/Simulink e ricerche su componenti e materiali, il Tennessee Tech University (Center for Energy Systems Research), dove si sviluppano nuovi materiali per i componenti di cella e si eseguono prove di valutazione delle prestazioni di nuovi impianti, il Virginia Tech University (Center for Energy

Systems Research, Center for Automotive Fuel Cell Systems), che conduce vaste attività sperimentali sui sistemi per il trasporto e per la generazione stazionaria, il Georgia Institute of Technology (Center for Innovative Fuel Cells and Battery Technologies) che conduce attività estese anche ai Sistemi Ibridi, la University of California (National Fuel Cell Research Center), impegnata nello sviluppo a 360 gradi dei materiali, dei sistemi ibridi, del BoP - anche per applicazioni aeronautiche e nei trasporti. Impegnate in attività di R&S sono anche il Massachusetts Institute of Technology (Department of Mechanical Engineering, Energy Science and Engineering Fuel Cell Laboratory), la Auburn University, la University of Texas at San Antonio.

Altri Centri di Ricerca coinvolti a vario titolo e su ampia scala sono l'Argonne National Laboratory (Transportation Technology R&D Center), l'Oak Ridge National Laboratory, con Programmi di Ricerca su veicoli alternativi con Celle a Combustibile, sul controllo delle emissioni degli impianti, sui sistemi di trasporto intelligenti, dotato di una Fuel Cell Test Facility che offre le attrezzature e le competenze per condurre analisi accurate delle celle a combustibile per ogni applicazione, e il Phoenix Analysis & Design Technologies, per le modellazioni ad elementi finiti con il software Ansys.

Ulteriori attività di ricerca si concentrano sullo sviluppo di sistemi portatili e sistemi per la propulsione aerea, terrestre e navale per applicazioni militari e, in particolare, nell'ambito del Programma "Land Warrior / Future Warrior" si stanno esplorando nuove tecnologie da integrare nell'equipaggiamento dei soldati. Per alcune di queste attività, sono direttamente finanziati dal Dipartimento della Difesa (DoD) alcune società, tra le quali ad esempio Adaptive Materials, Protonex (ex Mesoscopic Devices) e NanoDynamics.

Il Canada, come gli Stati Uniti, è tra le nazioni maggiormente attive nello sviluppo dei sistemi con Celle a Combustibile, con oltre 80 Enti e Industrie a vario titolo impegnate nelle varie tecnologie dell'idrogeno (Figura 4). I Progetti afferenti alle SOFC rappresentano solo una piccola fetta delle attività e vengono promossi e coordinati attraverso il SOFC Canada (SOFCC), una Organizzazione Governativa nata nel 2006 con l'obiettivo di sviluppare la tecnologia in tutte le criticità proprie, come ad esempio nelle prestazioni e nella flessibilità di utilizzo di combustibili, nella durata, nella prototipazione - in collaborazione con i partner del settore - e nella realizzazione di prove in campo, gestendo al contempo gli aspetti relativi ai finanziamenti e alla futura commercializzazione. Il SOFCC coinvolge circa 50 organizzazioni tra Industrie, Enti di Ricerca ed Università: è composto da 21 gruppi di ricerca provenienti da sette università (Alberta, Calgary, McMaster, Queen's, Toronto, Sherbrooke e Waterloo), dal Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada (NSERC) e l'Alberta Research Council (ARC) mentre alcuni dei partner del settore privato

sono Acumentrics Canada, ATCO Gas, Enerken, Northwest Mettech, NOVA Chemicals, Shell Energy, Vale Inco e XEBEC Technology (Figura 5). Il National Research Council of Canada (NRC) è impegnato nel miglioramento della tecnologia di cella planare metallo-supportata (a bassa temperatura) mentre sviluppata dall'Alberta Research Council (ARC) è la tecnologia di cella microtubulare anodo supportata (ad alta temperatura) e ad alta densità di potenza.

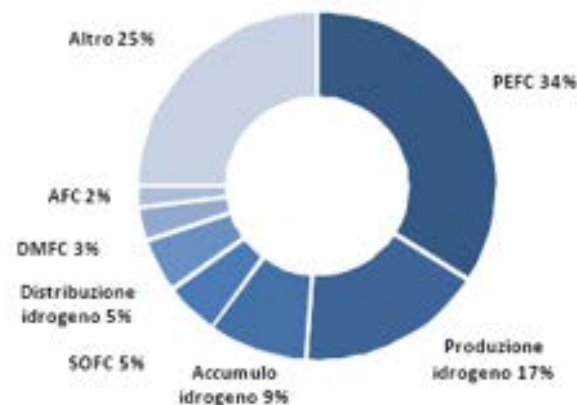


Figura 4. Attività di R&S su Idrogeno e Celle a Combustibile [1].



Figura 5. Organizzazioni Governative, Industriali e Università in SOFC Canada[www.sofccanada.com].

Il Programma dell'Institute for Fuel Cell Innovation del National Research Council (NRC-IFCI) mira a migliorare la durata delle SOFC e la riduzione dei costi, riducendo le temperature di esercizio e la complessità del BoP. A tal fine vengono sviluppate nuove architetture, materiali e processi per l'ossidazione diretta di combustibili di tipo commerciale contenente zolfo e altre impurità. Le attività di ricerca dell'IFCI prevedono la sperimentazione di sistemi per la

cogenerazione, APU per le applicazioni nel trasporto e sistemi ibridi con Turbogas, e anche al Fuel Cell Research Centre del Royal Military College of Canada (Department of Chemistry and Chemical Engineering) vengono sviluppati materiali e nuove unità per il trattamento dei combustibili.

Per quanto riguarda gli aspetti relativi alla futura commercializzazione svolge un ruolo chiave il Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association (CHFCA), costituito nel Gennaio 2009 dalla fusione di Canadian Hydrogen Association (CHA) e Hydrogen and Fuel Cells Canada (H2FCC), riunendo così i membri delle ex associazioni al fine di rappresentare al meglio le tecnologie dell'Idrogeno e delle Celle a Combustibile nei rapporti con il Governo, promuoverne i vantaggi economici, ambientali e sociali, agevolarne i progetti dimostrativi ma soprattutto al fine di sostenere lo sviluppo di regolamenti, codici e standard che supportino l'applicazione sicura e diffusa della catena dei prodotti relativi alla tecnologia.

Attività di R&S in Europa

Da molti anni l'Europa è impegnata nella diversificazione delle fonti e nel miglioramento delle tecnologie pulite e ad alto rendimento, per il rafforzamento della sicurezza energetica, la riduzione dell'inquinamento globale e il miglioramento in termini di competitività dell'industria europea in campo internazionale. Tra le possibili strategie di intervento la Commissione Europea ha assegnato notevole priorità alle tecnologie innovative e in particolare alle attività di R&S sulle Celle a Combustibile, con l'ambizioso obiettivo di installare impianti con potenze complessive comprese tra 8 e 16 GWe entro il 2020, per la generazione stazionaria di energia (in applicazioni residenziali da 1-2 kW e unità industriali di 10-1000 kW o multi-MW); nei sistemi residenziali la produzione dovrebbe essere assicurata da unità ad elettrolita polimerico e ad ossidi solidi mentre la generazione di più grandi potenze sarà realizzata in sistemi con celle a carbonati fusi e con celle a ossidi solidi (Tabella 3).

	Generatori portatili	Generatori stazionari CHP	Trasporto su strada
Proiezioni di vendita fino al 2020	600.000 kW	400.000-800.000 kW	1-5 milioni
Stato del mercato EU al 2020	Stabilito	In crescita	Introduzione nel mercato
Potenza media Installata dalla singola utenza	< 10 kW	< 100 kW (micro) > 100 kW (industriali)	80 kW
Costo	500 €/kW	2.000 €/kW (micro) 1.000-1.500 €/kW (industriali)	< 100 €/kW (per 150.000 unità/anno)

Tabella 3. Scenario al 2020 per le tecnologie dell'Idrogeno e delle Celle a Combustibile [1].

L'unione Europea sostiene la ricerca sulle Celle a Combustibile sin dal 1989. Complessivamente i finanziamenti erogati sono stati crescenti e risultano adesso notevoli, essendo passati dagli 8 milioni di euro per il periodo 1988-1992 ai 315 milioni per il periodo 2002-2006 (Sesto Programma Quadro), sino ai 470 milioni di euro per il periodo 2007-2013 (Settimo Programma Quadro).

Le attività di R&S sui sistemi SOFC sono state condotte dalla Comunità Europea all'interno dei Progetti Real-SOFC, SOFC600 e Large-SOFC (Sesto programma Quadro).

Il progetto Real-SOFC (Realising Reliable, Durable Energy Efficient and Cost Effective SOFC Systems) si proponeva di risolvere parte dei problemi relativi al degrado delle celle planari comprendendo i processi di degrado a cui sono sottoposti i materiali, trovando opportune soluzioni al fine di ridurre l'invecchiamento e quindi approdando ad un loro miglioramento. Il Progetto Real SOFC ha riunito alcune delle importanti Società Industriali, Europee, Centri di Ricerca e Organismi Universitari e ha permesso di sviluppare e ottimizzare nuovi elementi di cella - dimostrati con successo nelle campagne sperimentali condotte da Hexis AG, HTceramix (ora SOFCPower), Rolls Royce Fuel Cell Systems (RRFCS) e Topsøe Fuel Cell A/S (TOFC) con prove a lungo termine, e si è quindi concluso con successo.

Il Progetto SOFC600 (titolo esteso "Demonstration of SOFC Stack Technology for Operation at 600°C") ha riunito 21 partner europei che - insieme - hanno lavorato allo sviluppo della tecnologia SOFC a bassa temperatura. L'obiettivo previsto dal Progetto SOFC600 era l'analisi del funzionamento delle SOFC in vista di una possibile riduzione della temperatura di funzionamento, in virtù dell'apporto positivo nei riguardi della vita e dei costi dei sistemi che l'alta temperatura implica, ai fini dell'introduzione a livello commerciale della tecnologia nei diversi settori. Le migliori tecnologie sono state valutate in relazione alle prestazioni e alla durata e sembra che i parametri funzionali delle celle migliori siano più vicine del previsto ai valori di riferimento, mentre d'altro canto le velocità di degradazione risultano più alte. È stato dimostrato il funzionamento di una cella SOFC con resistenza specifica di $0,25 \Omega/\text{cm}^2$ a 600°C capace di fornire una densità di corrente di $0,92 \text{ A}/\text{cm}^2$ alla tensione di 0,7 V. La cella è stata progettata e costruita dall'Energy Research Centre of Netherlands (ECN), con la collaborazione del Forschungszentrum Jülich (FZJ) e le ulteriori attività future saranno dedicate all'incremento della vita e della robustezza dello Stack.

Nell'ambito del Progetto Large-SOFC, nel quale sono impegnate Industrie ed Enti di Ricerca quali Rolls Royce Fuel Cell Systems, Wärtsilä e Topsoe Fuel Cell, Technical Research Centre of Finland (VTT), Forschungszentrum Jülich, Università di Genova ed altri, l'obiettivo è la realizzazione, in pochi anni, di un sistema multi-MW con rendimenti elettrico e termico superiori rispettivamente al 60% e all'80%, ottenuto con costi paragonabili alle attuali tecnologie e tempi di vita commercialmente ragionevoli. Tecnicamente due rimangono i filoni in discussione: l'impianto può

essere pressurizzato e può quindi essere un sistema ibrido, direttamente accoppiato con gruppo turbogas o turbina a vapore, oppure a pressione atmosferica ed essere un impianto cogenerativo semplice, laddove siano richieste potenze inferiori. RRFCs e TOFC-Wärtsilä hanno scelto soluzioni differenti. La Commissione Europea ha cofinanziato il Progetto, con budget pari a 11 milioni di euro nel triennio 2007-2010, per lo sviluppo dei componenti e dei sistemi.

All'interno del 6PQ è anche il Programma "Fuel Cell Testing, Safety, Quality Assurance (FCTESQA)" per lo sviluppo della sicurezza e la garanzia della qualità e che affronta soprattutto gli aspetti relativi alla normativa verso la standardizzazione e i test sperimentali per il funzionamento e la sicurezza che andranno a costituire dei Protocolli Internazionali per la commercializzazione.

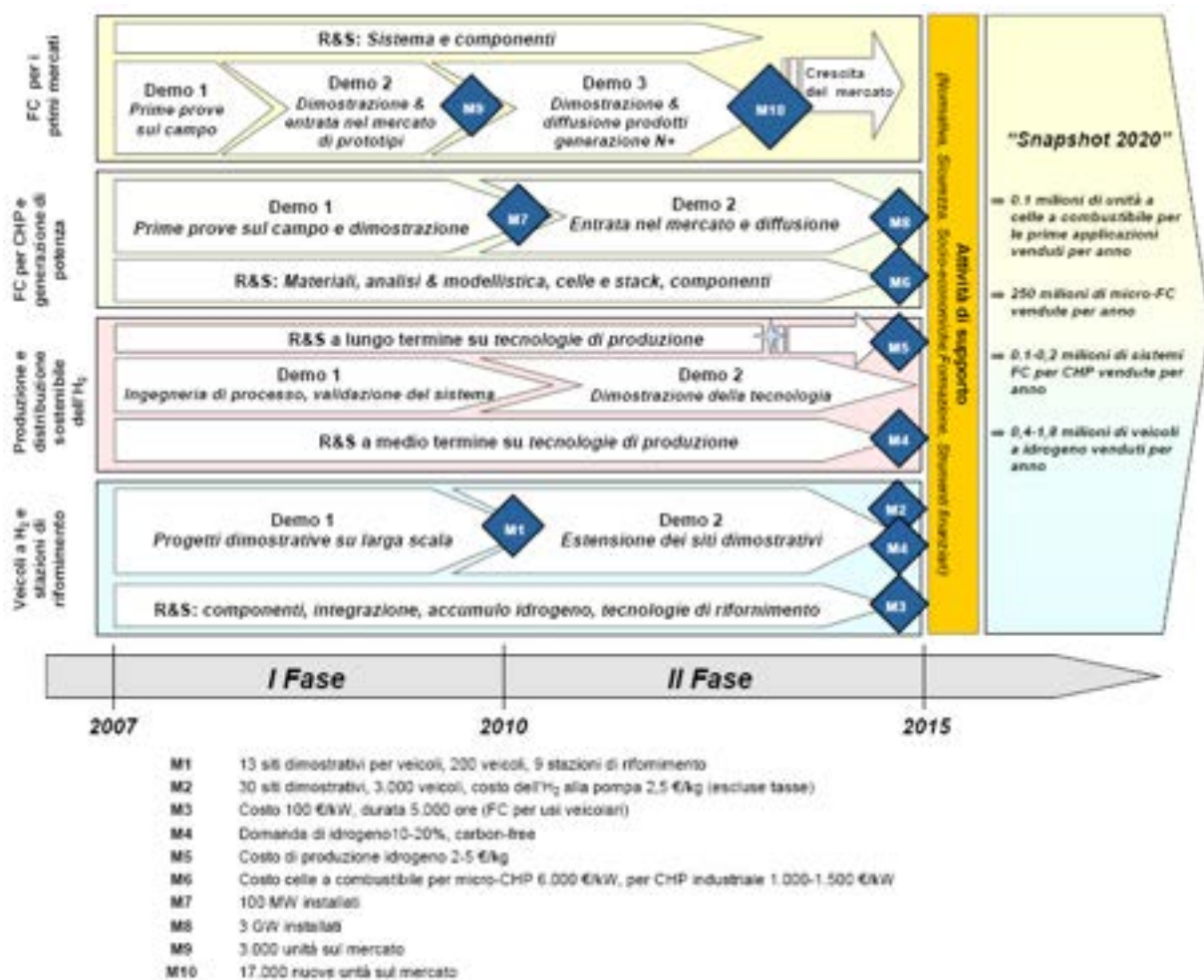


Figura 6. Roadmap Europea per lo sviluppo delle tecnologie dell'Idrogeno e delle celle a Combustibile [1].

Oltre ai già citati Energy Research Centre of Netherlands (ECN), Forschungszentrum Jülich (FZJ), Technical Research Centre of Finland (VTT), Università di Genova, altre Istituzioni sono impegnate nello sviluppo di SOFC e tra queste ricordiamo il CNR-ITAE "Nicola Giordano", il Fraunhofer Institute, il Risø National Laboratory e, infine, l'Imperial College, la Cambridge

University, il Politecnico di Torino e l'Università Politecnica delle Marche.

L'ECN è attivo in molti settori relativi alla tecnologia delle Celle a Combustibile, sia sui componenti che sui sistemi, sulla sezione di trattamento del combustibile e le attività sono indirizzate sia al settore automobilistico che alla cogenerazione stazionaria e in special modo a quella residenziale. All'Institute of Energy Research (IEF) del FZJ la caratterizzazione elettrochimica dei materiali, con la valutazione delle prestazioni e della stabilità a lungo termine e in condizioni di prova differenti, è parte fondamentale delle Attività di Ricerca che tra le priorità presentano anche la costruzione di sistemi dimostrativi e la realizzazione di analisi mediante simulazioni dei sistemi con potenze comprese tra 1 e 20 kW. Al VTT, che partecipa a quattro Progetti della Comunità Europea (6PQ: Large-SOFC, SOFC600, FCTESQA e BioMedNano), vengono effettuate analisi mediante simulazioni in stato stazionario e dinamico - sia a livello di componente che di sistema - vengono effettuate prove su Stack in atmosfere controllate per la verifica del degrado dei componenti, lo sviluppo di stack multi-kW e prove sperimentali sui materiali. Il CNR-ITAE (Italia) svolge, da anni, attività di ricerca su varie tipologie di celle a combustibile, lavorando principalmente allo sviluppo di materiali e componenti, che possano operare a temperature intermedie (550-750°C), e allo studio sperimentale di stack di potenza da 1 a 5 kW alimentati a gas naturale. In collaborazione con CNR-IENI, CNR-ISTEC, Università di Palermo-Dipartimento di Ricerche Energetiche ed Ambientali, Università di Napoli Federico II-Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Cassino-Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Cagliari-Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Eletttronica, Università di Reggio Calabria-Dipartimento di Ingegneria Meccanica e dei Materiali, è impegnata nell'ambito dall'Accordo di Programma per lo svolgimento delle attività previste dal Piano Triennale (2007-2010) della "Ricerca di Sistema", finalizzate all'innovazione del Sistema Elettrico Nazionale per il miglioramento dell'economicità, della sicurezza e della compatibilità ambientale. In Germania, il Fraunhofer Institute-IKTS è impegnato sia nello sviluppo concettuale che prototipazionale e nello start-up dei sistemi a celle a combustibile. Dal 2001, in stretta collaborazione con partner industriali quali Staxera-GmbH, Webasto e Vaillant, l'IKTS ha potuto sviluppare un insieme di potenti strumenti informatici utili per la descrizione dei fenomeni nei componenti di sistema e l'attività di ricerca sulle SOFC riguarda oggi prevalentemente l'ottimizzazione dei componenti e la simulazione dei sistemi per la produzione di energia. Il Riso National Laboratory for Sustainable Energy ha per anni collaborato con Haldor Topsøe A/S per lo sviluppo delle celle a combustibile SOFC ed oggi è impegnato in attività di R&S pertinente ai sistemi SOFC relativi al BoP, ai materiali, alle dimostrazioni di sistema nelle Division Fuel Cells and Solid State Chemistry, Materials Research e Systems Analysis.

Anche in Europa sono in corso attività di sviluppo per applicazioni in campo militare che riguardano essenzialmente applicazioni portatili e sistemi per il trasporto marino. Germania, Italia, Portogallo e Grecia, ad esempio, sono impegnate nella realizzazione di sottomarini dotati di sistemi con Celle a Combustibile per la navigazione silenziosa a bassa velocità. In Francia e in Regno Unito sono in corso Programmi per la generazione portatile analoghi a quello statunitense.

Attività di R&S in Asia e Australia

Sin dal 1981 con il Moonlight Project, coordinato dal Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) e poi integrato nel New Sunshine Programme, il Giappone è impegnato nelle attività di R&S sulle Celle a Combustibile e il NEDO, istituito nel 1980, è oggi l'Ente incaricato della gestione organizzativa dei finanziamenti e delle fasi di ricerca relative alle varie tecnologie. Per le SOFC la RoadMap del NEDO prevede prime introduzioni nel mercato entro il 2015 e ne identifica i precursori nei piccoli sistemi residenziali da 1-2 kW (Tabella 4).

Periodo	Sistemi 1-3 kW Cogenerazione residenziale	Sistemi da 1-3 kW a 100-300 kW Cogenerazione nei settori residenziale e terziario	Sistemi da 100-300 kW Generazione distribuita e usi industriali
Oggi		Attività sperimentale E: < 40% D: 10.000 h C: 10 MYen/kW (67.000 €/kW)	Attività sperimentale E: < 50% D: 10.000 h C: 10 MYen/kW (67.000 €/kW)
2007	Dimostrazione E: < 40% D: 10.000 h C: 10 MYen/kW (67.000 €/kW)		
2010	Prima introduzione E: < 40% D: 90.000 h C: 1 MYen/kW (6.700 €/kW)	Dimostrazione E: 40% D: 10.000-20.000 h C: 1-3 MYen/kW (6.700-20100 €/kW)	Dimostrazione E: 55% D: 10.000-20.000 h C: 1 MYen/kW (6.700 €/kW)
2015		Prima introduzione E: 42% D: 40.000 h C: 1 MYen/kW (6.700 €/kW)	
2020-2030	Ampia diffusione E: > 40% D: 90.000 h C: > 250.000 Yen/kW (1.675 €/kW)	Ampia diffusione E: > 45% D: 90.000 h C: < 200.000 Yen/kW (1.340 €/kW)	Prima introduzione E: 60% D: 40.000 h C: 100.000-300.000 Yen/kW (670-2010 €/kW)
			Ampia diffusione E: 60% D: 90.000 h C: < 100.000 Yen/kW (670 €/kW)

Tabella 4. Roadmap NEDO per le Celle a Combustibile.

Per gli anni 2008-2012, il NEDO ha stanziato più di 14 milioni di dollari per le attività di ricerca e

le dimostrazioni sperimentali, con lo scopo di migliorare i materiali e la durata in esercizio degli impianti. Le attenzioni sono focalizzate all'approfondimento dei meccanismi di degrado, alla verifica delle possibilità realizzative di celle ad alta densità di potenza, per l'abbattimento dei costi di sistema, alla valutazione della applicabilità dei vari carburanti e al miglioramento del BoP nel complesso. Gli obiettivi dei progetti sono indirizzati prevalentemente allo sviluppo, alla progettazione e alla realizzazione di apparecchi e impianti di piccole e medie dimensioni per la produzione distribuita di elettricità e calore nel settore piccolo-medio industriale e residenziale e per la produzione di potenza in sistemi ausiliari per il trasporto.

Il più grande Centro di Ricerca Giapponese è l'Advanced Industrial Science and Technology (AIST) che comprende 15 istituti di ricerca in precedenza sotto l'ex Agency of Industrial Science and Technology, il Ministero del Commercio Internazionale e dell'Industria e dei Pesi e Misure. L'AIST è impegnato nella ricerca sui materiali e sulla realizzazione di geometrie ad elevata potenza specifica. Nel 2006 l'AIST ha presentato un micro-Stack SOFC con geometria a nido d'ape ad alto rendimento (anche temperature intorno ai 600°C) e alta affidabilità, ma la sperimentazione è stata condotta solo per applicazioni a funzionamento continuo con temperature superiori a 800°C. Nel 2007 è stata proposta una micro-SOFC da 1 cm³ realizzata in materiale ceramico mediante una nuova tecnica di produzione e funzionante a 500°C. Attualmente, lo scale-up della tecnologia, per la fabbricazione di moduli SOFC con potenze di qualche kW è in fase di sviluppo e date le piccolissime dimensioni dello Stack dovrebbero essere assicurati brevissimi tempi di start-up e shut-down; la futura realizzazione è indirizzata alle applicazioni portatili e alle unità APU per il trasporto automobilistico. Altri importanti Centri di Ricerca sono il Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) che, all'interno del Programma promosso dal NEDO, si occupa dello sviluppo di SOFC a temperature di funzionamento intermedie (Materials Science Research Laboratory) e in particolare dello sviluppo dei materiali e dei fenomeni elettrochimici agli elettrodi, la Facoltà di Ingegneria della Yokohama National University, che ha due principali dipartimenti che si concentrano sulla ricerca di base nel campo delle celle a combustibile - la divisione di Ingegneria Meccanica e Scienze dei Materiali - e sulla chimica catalitica - la divisione di Scienze dei Materiali e Ingegneria Chimica - il Dipartimento di Chimica dei Materiali della Facoltà di Ingegneria dell'Università di Mie, che sta sviluppando nuovi tipi di materiali e il Japan Fine Ceramics Center (JFCC), specializzato nella realizzazione degli elementi ceramici.

Il Piano Energetico Nazionale della Sud Corea (2002-2011) prevede misure atte a ridurre la dipendenza dalle fonti fossili, totalmente importate dall'estero (per il 97%), mediante l'incremento della generazione nucleare, lo sviluppo di tecnologie ad energie alternative e rinnovabili (il 5%

della produzione di energia entro il 2011) ed incoraggiando il risparmio energetico. Il Governo finanzia le diverse attività attraverso il Ministry of Commerce, Industry & Energy (MOCIE) e il Ministry of Science & Technology (MOST) individuando i possibili motori di crescita e pianificando le attività per il breve, medio e lungo termine. I finanziamenti per il periodo 2004-2008 sono stati di circa 400 milioni di euro. Le attività per lo sviluppo delle SOFC sono incluse anche nel 21st Century Frontier Hydrogen R&D Program del MOST con il quale si finanziano anche le attività di ricerca relative alle celle polimeriche e alle celle a metanolo diretto (DMFC), con un budget pari a 75 milioni di euro per il periodo 2003-2013.

Tra i maggiori Centri di Ricerca il Korea Advanced Institute of Science and Technology (KAIST) è impegnato in prevalenza nello sviluppo dei materiali. Nel marzo 2004, il Ministero Coreano della Scienza e della Tecnologia ha annunciato un piano a sostegno della ricerca sulle tecnologie dell'idrogeno, con 850 milioni di dollari relativi ad un periodo di 15 anni. Il KAIST è una delle tre organizzazioni nazionali di ricerca; le altre organizzazioni sono il Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI) che si occupa delle tecnologie di accumulo dell'idrogeno e il Korea Institute Energy Research (KIER). Nello stesso anno è stata costituita una struttura nazionale denominata H₂FC con lo scopo di pianificare e gestire i programmi di R&S promossi dal MOCIE.

Attività	Tecnologia	Potenza	Fase I 2003-2005	Fase II 2006-2008	Fase III 2009-2012
			R&S	Dimostrazione	Commercializzazione
Generatori di potenza (industriale)	MCFC	250-1000 kW	300 unità		
Generatori di potenza (commerciale)	PEFC / SOFC	10-50 kW	2.000 unità		
Generazione residenziale	PEFC / SOFC	< 3 kW	10.000 unità		
Sistemi portatili	DMFC / PEFC	50-100 W	R&S	transizione	Commercializzazione

Tabella 5. Sviluppo delle SOFC secondo gli obiettivi fissati da H₂FC.

In Cina il Ministry of Science and Technology (MOST) sostiene due Programmi sulle tecnologie dell'idrogeno e delle Celle a Combustibile: il Programma 863 con il quale si vuole promuovere anche lo sviluppo di materiali e tecnologie energetiche e il programma 973 che si concentra sulla ricerca di base. Pur essendo particolarmente indirizzati verso lo sviluppo delle celle polimeriche, l'interesse verso le SOFC è in aumento. Le maggiori ricerche sulle SOFC sono condotte alla Fuel Cell and Energy Technology Division (FCET) del Ningbo Institute of Material Technology and Engineering (NIMTE) – che è parte della Chinese Academy of Sciences (CAS) - che si occupa delle attività di sviluppo dei materiali per gli elementi di cella, dei processi di fabbricazione e della progettazione degli Stack, del trattamento del combustibile, della gestione del calore, nonché del BoP. Al NIMTE sono attualmente allo studio celle planari anodo supportate per le applicazioni ad

alta temperatura e sono in corso sperimentazioni su singoli Stack multi-kilowatt. Altre attività di R&S sono in svolgimento alla Jiangsu University, per quanto concerne le tecnologie per il trasporto, alla South China University of Technology e al Dalian Institute of Chemical Physics (DICP).

L'Institute of Environmental Science and Engineering (IESE) e il Defence Science and Technology Agency (DSTA) sono i maggiori enti governativi di Singapore impegnati in attività di R&S sulle Celle a Combustibile, sviluppate presso la School of Mechanical and Aerospace Engineering della Nanyang Technological University, per quanto concerne il tema della cogenerazione stazionaria e le applicazioni al trasporto, per lo sviluppo di celle microtubolari e per lo studio di celle per applicazioni alle basse e medie temperature, tolleranti al carbonio e ai composti dello zolfo.

Per le attività di R&S nel settore ambientale e con lo scopo di ottimizzare i processi di conversione e migliorare le nuove tecnologie per l'utilizzo dell'idrogeno è stato creato l'Advanced Clean Energy Centre (ACE), all'interno dell'IESE, inoltre il DSTA sta studiando le possibilità applicative delle celle a combustibile nel settore militare, sia per il trasporto che per la generazione portatile.

L'Australia mira allo sviluppo della competitività dell'Industria delle Energie Rinnovabili a livello internazionale. Il Programma di riferimento per lo sviluppo delle tecnologie relative è il Cooperative Research Centre Program del Department of Innovation, Industry Science and Research, rappresentato dall'Australian Cooperative Research Centre for Renewable Energy (ACRE). In tale ambito le attività includono lo sviluppo, la valutazione e la dimostrazione di un sistema SOFC domestico, eventualmente non connesso alla rete. Tra le Università, la University of Queensland e la University of New South Wales si occupa di SOFC per quanto concerne nuovi elettrodi ed elettroliti.

L'Australian Cooperative Research Centre intende facilitare lo sviluppo e la commercializzazione della tecnologia SOFC, attraverso accordi di cooperazione tra Università, Organizzazioni Governative e Industria. Il Consiglio di Amministrazione è costituito da rappresentanti di Università e di Società private, tra le quali Ceramic Fuel Cells.

SVILUPPO INDUSTRIALE NEL NORD AMERICA E IN EUROPA

Allo stato attuale le principali società in attività sulla tecnologia delle SOFC che sperimentano, progettano o realizzano stack e sistemi per la micro e la media generazione distribuita (sistemi residenziali o industriali, eventualmente cogenerativi, stand-alone o grid-connected), hanno sede prevalentemente negli Stati Uniti, in Europa e in Giappone e si differenziano oltre che per le configurazioni, i materiali e le tecnologie sviluppate anche per i risultati ottenuti - a volte anche notevolmente differenti - secondo quanto riportato (Tabella 6).

Stati Uniti – Canada			Europa		
Costruttore	Tecnologia	Status [kWe]	Costruttore	Tecnologia	Status [kWe]
Acumentrics	microtubolare	10	Ceres Power	planare	
Bloom Energy	planare	500	Hexis	planare	1
Cummins Power Generation	planare/tubolare	3	Merloni Termosanitari - Acumentrics	microtubolare	1
Delphi	planare	5	SOFCPower	planare	2,5
FuelCell Energy / Versa Power Systems	planare	30	Staxera	planare	3
General Electric Energy	planare	5	Rolls Royce Fuel Cells Systems	planare	60
Siemens Energy	tubolare/HPD	300	Siemens / TurboCare	/	
United Technologies - Delphi	planare	-	Wärtsilä - Topsøe	planare	50
Versa Power Systems	planare	25			
Ztek	planare	25			
Giappone			Asia e altri Paesi		
Costruttore	Tecnologia	Status [kWe]	Costruttore	Tecnologia	Status [kWe]
Sanyo	planare	1			
Toto / Kyushu Electric Power	tubolare	2,5	Ceramic Fuel Cells	planare	1,5
Kyocera - Osaka Gas - Tokyo Gas	planare	1,7			
Mitsubishi Materials / Kansai Electric Power	planare	10			
Mitsubishi Heavy Industries / Electric Power Development (J-Power)	molb	30			
Mitsubishi Heavy Industries / Chubu Electric Power	tubolare	25			

Tabella 6. Principali costruttori di sistemi SOFC per applicazioni stazionarie.

Acumentrics Corp.

Acumentrics (Stati Uniti - Canada) è, da circa dieci anni, attiva nello sviluppo di sistemi con celle a combustibile ad ossidi solidi per lo sviluppo di sistemi residenziali e per la piccola cogenerazione, realizzando stack di celle in configurazione microtubolare anodo-supportate (Figura 7). Attualmente

impegnata nello sviluppo di sistemi con potenze sino a 10 kW, si propone l'obiettivo di realizzare impianti modulari da 100 kWe.

Acumentrics ha partecipato alla prima fase del programma SECA sperimentando unità da 5 kWe, una delle quali aveva operato sino al Luglio 2007 per quasi 4700 ore e producendo circa 11400 kWh di energia elettrica con il 37% di efficienza elettrica netta (Tabella 7). Nel settembre 2008, l'unità aveva superato le 10500 ore di funzionamento. Nel 2006 due di queste unità avevano operato con successo anche in Alaska e in Ohio.



Figura 7. Il sistema Acumentrics 5000 si presenta contenuto all'interno di un box metallico dalle dimensioni pari a 173x92x152 cm³ e peso 360 kg. A destra le celle micro tubolari.

Caratteristiche	1a Fase	Unità
Potenza elettrica	5	kWe
Efficienza elettrica (DC)	36,9	%
Disponibilità	97,5	%
Decadimento prestazioni	> 0,5	% / 500 h
Costo	729	\$ / kW

Tabella 7. Risultati Acumentrics, 1a Fase SECA.

Caratteristiche	Obiettivi 2011	Stato 2009	Unità
Efficienza elettrica	40	33	%
Efficienza globale	80	84	%
Durata (degradazione < 10%)	40000	7000	ore
Tempo di Start-up	< 30	<45	minuti
Risposta ai transitori	< 3	<10	secondi

Tabella 8. Stato dell'Arte al 2009.

Sulla base di queste esperienze Acumentrics ha realizzato, per il settore della micro-cogenerazione distribuita, il sistema Acumentrics 5000 da 3 kWe nominali (5 kW di picco), in grado di operare con idrogeno, gas naturale, propano, metano, etanolo, biogas e GPL, per la sola produzione di energia elettrica o per cogenerazione (circa 3 kW è la potenza termica disponibile all'uscita dello stack di celle), con efficienze elettrica e termica rispettivamente di circa 40% e 80% (Figura 7).

Acumentrics ha anche progettato piccoli sistemi μ CH&P da 1 kWe (2,5 kW elettrici di picco), per applicazioni residenziali (Acumentrics AHEAD) (Figura 8). In collaborazione con Merloni

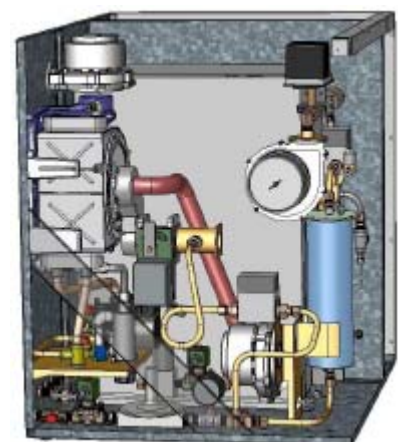


Figura 8. Da uno spaccato del sistema AcumentricsAHEAD si possono notare facilmente lo stack (in posizione posteriore), il reformer (cilindro a lato) e tutto il BoP a corredo.

Termosanitari ha, inoltre, realizzato un sistema di cogenerazione a parete per usi residenziali da 25 kW (1 kWe e 24 kWt), presentato alla Fiera di Hannover nel 2008. Tutti i sistemi realizzati presentano tempi di start-up molto contenuti, entro i 60 minuti.

Nel Maggio 2007 Acumentrics ha acquisito la Fuel Cell Technologies (che già proponeva sistemi con tecnologia tubolare da 5 kWe) annunciando la formazione di Acumentrics Canada; ancor prima, dalla fusione con Sumitomo Corp. è nata Acumentrics Japan. Nel 2008 il DoE ha concesso ad Acumentrics finanziamenti per circa 15.6 milioni di dollari, al fine di proseguire lo sviluppo della tecnologia (Seconda Fase ex-SECA).

Bloom Energy

Bloom Energy (BE, Stati Uniti), fondata nel 2001, è impegnata nella realizzazione di sistemi con celle ad ossidi solidi con tecnologia planare elettrolita-supportata. Inizialmente chiamata Ion America, diventa Bloom Energy qualche anno dopo, a seguito di una ristrutturazione economica della Società e dal 2002 John Doerr di Kleiner Perkins Caufield & Byers, Morgan Stanley e Northgate Capital sono nel consiglio di amministrazione di BE.

Pur non avendo partecipato alla Prima Fase del Programma SECA, Bloom Energy ha trovato le risorse finanziarie per le fasi di R&S del proprio prodotto (dal 2003 al 2005) e per le campagne sperimentali di prova e validazione dei sistemi (dal 2006 al 2007). In collaborazione con l'Università del Tennessee, nel 2006 ha realizzato il primo stack da 5 kWe, testato con prove sul campo in California, Tennessee ed Alaska.

Nel 2007 ha ricevuto dal DoE finanziamenti per 2,76 milioni di dollari (ed è stata accusata di aver violato il brevetto della società americana Ztek). Dal Novembre 2006 al Dicembre 2009, ha collaborato con il DoE per la dimostrazione di un sistema da 25 kWe connesso alla rete per la co-produzione di energia elettrica e idrogeno (Contratto DE-FC36-0515195).

Caratteristiche	Stato 2009	Unità
Potenza elettrica	25	kWe
Efficienza elettrica (AC)	44	%
Efficienza elettrica di picco (AC)	51	%
Energia totale erogata	100.182	kWh
Disponibilità	97,3	%
Guasti alla rete	9	
Guasti al sistema	10	

Tabella 9. Alcuni risultati della sperimentazione del sistema da 25 kW.

Nell'ambito di tale programma ogni componente ha superato le 5000 ore di funzionamento e la

disponibilità dell'impianto è stata del 97%, riportando il 51,1% di efficienza massima (AC / LHV gas naturale).

Nell'ultimo biennio Bloom Energy ha sviluppato il Bloom Energy Server ES-5000, un sistema da 100 kWe, composto da 100 stack da 40 celle ognuno (ogni cella sviluppa 25 W) che può essere alimentato con gas naturale o biogas e presenta efficienza elettrica netta superiore al 50%.

Il primo Bloom Energy Server è stato installato per Google, nel Luglio del 2008. Attualmente Google dichiara di produrre energia elettrica mediante quattro Bloom Energy Server e in e-Bay è stato realizzato il primo impianto da 500 kWe alimentato a biogas. Tra altre importanti società, Coca Cola Company e la Banca Centrale Americana hanno installato sistemi Bloom Energy per una potenza complessiva di 500 kW. Attualmente il costo commerciale del prodotto è circa 700.000-800.000 \$ e Bloom Energy crede nel ritorno economico dell'ordine dei due miliardi di dollari.

È da considerare che il Self Generation Incentive Program della California concede 4,50 \$ o 2,50 \$ per ogni watt elettrico installato con impianti a fuel cells, in caso di autoproduzione di energia elettrica; essi devono essere alimentati, rispettivamente da combustibili prodotti o meno da fonti rinnovabili e devono avere taglie comprese tra 30 kW e 5 MW.

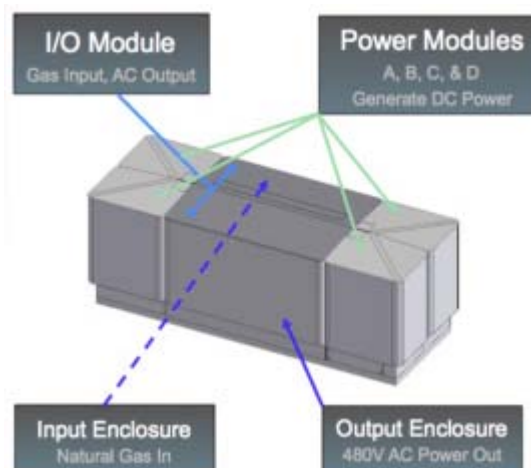


Figura 9. Il sistema ES-5000 è modulare, si presenta contenuto all'interno di un parallelepipedo metallico di 569x213x205 cm³ e peso 10 tonnellate.

Cummins Power Generation

Cummins Power Generation (CPG, Stati Uniti) è tra le società leader mondiali nel settore della progettazione e realizzazione di sistemi per la generazione di potenza. Si interessa di celle a combustibile dal 1960 ma è nell'ambito del Programma SECA - dal 2001 - che l'impegno è stato più rilevante. Attraverso la collaborazione con Versa Power System (VPS), che ha fornito gli stack per la sperimentazione, la CPG ha - infatti - sviluppato sistemi SOFC sia per il settore residenziale che per il trasporto (APU). CPG e VPS hanno dimostrato con successo il funzionamento di un sistema da 3 kWe e nel 2007 un sistema da 6 kWe ha verificato gli stessi requisiti (Tabella 10).

Dal 2004 al 2009, CPG ha ricevuto dal DoE i finanziamenti per la progettazione, lo sviluppo e la

dimostrazione di sistemi APU per grossi mezzi di trasporto. In collaborazione con Protonex LLC CPG ha realizzato un sistema APU basato su moduli da 600 W. Protonex ha sviluppato gli stack, con tecnologia tubolare e il reattore per la conversione parziale del combustibile, gli scambiatori e l'isolamento. La realizzazione del sistema è stata ultimata nel 2009 e la sperimentazione è ancora in corso.

Caratteristiche	1a Fase	Unità
Potenza elettrica	3	kWe
Efficienza elettrica (DC)	37	%
Disponibilità	99	%
Decadimento prestazioni	1,7	%/500 h
Costo	742	\$/kW

Tabella 10. Risultati CPG-VPS, 1a Fase SECA.

Caratteristiche	Obiettivi 2010	Obiettivi 2006	Unità
Efficienza elettrica	35	25	%
Potenza specifica	100	17	W/kg
Densità di potenza	100	8	W/dm ³
Durata (degradazione < 10%)	20000	1500	ore
Tempo di Start-up	15-30	60	minuti

Tabella 11. Obiettivi imposti dal DoE per la realizzazione dei sistemi APU.

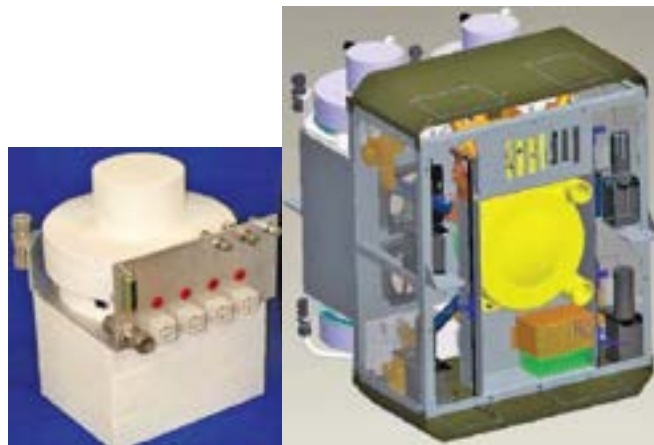


Figura 7. Fotografia del modulo SOFC e modello 3D del sistema APU.

Del phi Corporation

Delphi (Stati Uniti) lavora allo sviluppo della tecnologia delle SOFC da più di dieci anni, realizzando celle in configurazione planare anodo supportate.

Nell'ambito dei Programmi SECA e Hydrogen, Delphi è impegnata sia nella sperimentazione di sistemi APU per applicazioni nel settore dei trasporti sia nella sperimentazione di moduli per la generazione stazionaria. Relativamente al FE Program Adv. Power - Fuel Cells, Solide Oxide, per il

quale riceve finanziamenti per oltre 73 milioni di dollari e in collaborazione con Volvo Trucks North America, Delphi si propone di sviluppare un APU da 5 kW adattato per l'utilizzo con più combustibili (Figura 11).



Figura 11. Soluzione APU SOFC di Delphi, in collaborazione con Volvo Trucks North America.

La tabella seguente mostra la status aggiornato delle sperimentazioni condotte da Delphi, in relazione agli obiettivi imposti dal DoE.

Caratteristiche	Obiettivi 2010	Stato 2009	Unità
Efficienza elettrica	35	35	%
Potenza specifica	100	15	W/kg
Densità di potenza	100	12	W/dm ³
Durata (degradazione < 10%)	20000	1500	ore
Costo	400	665	\$/kW
Tempo di Start-up	15-30	120	minuti

Tabella 12. Stato dell’arte del sistema APU Delphi e obiettivi imposti dal DoE.

Durante la Prima Fase del Programma Delphi ha proposto un sistema integrato da 4 kWe, costituito da 2 stack da 30 celle ognuno (celle di 3a generazione), uno scambiatore di calore per aria catodica e reformer per l’ossidazione parziale del combustibile (Figura 12).
Per lo sviluppo di unità per la generazione stazionaria, Delphi Corporation collabora con UTC Power nell’ambito del Progetto SECA



Figura 12. Sistema integrato Delphi da 4.2 kW. Unità di 3a generazione; 39 kg/kW, 30 l/kW.

Coal-Based Systems, cofinanziato dal DoE per 22 milioni di dollari, il modulo elettrochimico alla stessa UTC che realizzerà le altre parti dell'impianto. Per queste applicazioni, Delphi punta allo scale-up degli elementi della cella, da 105 a 403 cm², volendo ottenere potenze da 500 mW/cm² a 570 mA/cm² con una tensione media di 0.87 V.

Caratteristiche	1a Fase	Unità
Potenza elettrica	4	kWe
Efficienza elettrica (DC)	37	%
Disponibilità	n.d.	%
Decadimento prestazioni	7,3	%/1500 h
Costo	767	\$/kW

Tabella 13. Risultati Delphi, 1a Fase SECA.

FuelCell Energy Inc.

FuelCell Energy (FCE, Stati Uniti), società leader nel settore degli impianti per la produzione stazionaria di energia con celle a carbonati fusi, è - da qualche anno - impegnata nello sviluppo di sistemi SOFC per applicazioni stazionarie.

In collaborazione con Versa Power System (che fornirà gli stack), Gas technology Institute (che provvederà alle prove degli apparecchi in pressione), Nexant (che realizzerà il sistema di gassificazione) e Satcon Power System, FCE partecipa al FE Program Adv. Power - Fuel Cells, Solid Oxide, afferente al Programma SECA Coal Based Systems, per lo studio e la realizzazione di impianti SOFC-GT. FCE è titolare dei finanziamenti (quasi 57 milioni di dollari) per l'accordo che, iniziato il 01/10/2006, terminerà il 30/09/2015 ed è relativo ad un sistema ibrido alimentato da syngas di carbone e per il quale sono previste tre fasi di sviluppo:

1. prima fase (già completata): comprendeva lo scale-up della cella e dello stack di base e che ha portato alla realizzazione di uno stack da 25 kWe (30 kWe totali), e uno studio di un possibile sistema multi-MW;
2. seconda (in corso): riguarda la costruzione del modulo di taglia 1 MW e in essa verrà effettuato ancora uno scale-up della cella e dello stack sino a 250 kWe e saranno approfondite le analisi sul sistema multi-MW;
3. terza: completata con successo la fase 2, nell'ultima fase si dovrà progettare e realizzare il sistema Proof-of-Concept multi-MW, inclusa la turbina ad alta efficienza e il sistema di separazione della CO₂.

Nella prima fase è stato portato a termine lo studio teorico di un sistema da 400-500 MW e due configurazioni sono state identificate come possibili e le relative analisi sviluppate in termini di

prestazioni e costi: una soluzione è basata su un gassificatore a letto trascinato commerciale e processo di desolforazione a freddo, l'altra si basa sulla eventuale disponibilità di un gassificatore a letto fluido catalitico avanzato e clean-up a caldo.

FCE ha partecipato alla Prima Fase del Programma SECA, in collaborazione con VPS, proponendo un sistema da 3 kWe per usi stazionari residenziali (Tabella 14).

Caratteristiche	1a Fase	Unità
Potenza elettrica	3	kWe
Efficienza elettrica (DC)	37	%
Disponibilità	99	%
Decadimento prestazioni	1,7	%/500 h
Costo	742	\$/kW

Tabella 14. Risultati FCE-VPS, 1a Fase SECA.



Figura 8. Modelli di uno stack tower da 10-20 kW.



Figura 9. Sistema FCE-VPS SOFC da 30 kWe.

General Electric Energy

La General Electric Energy (GE, Stati Uniti) ha svolto attività di ricerca nell'ambito della Prima fase del Programma SECA, realizzando un prototipo da 5 kWe, costituito da 4 stack di celle planari di area attiva 150 cm², e da una unità di trattamento del combustibile (Figura 15). Il sistema,

sottoposto a più di 1700 ore di funzionamento, aveva dato risultati soddisfacenti. Nel 2005 la GE Energy ha annunciato la realizzazione di un prototipo più compatto e con area attiva di 600 cm² ma del quale non si hanno ulteriori informazioni.

GE Energy ha condotto ricerche per lo sviluppo di sistemi ibridi SOFC-GT in impianti con gassificazione integrata del carbone (Integrated Gasification Fuel Cells, IGFC), realizzando un sistema sperimentale da 6 kWe che presentava una efficienza netta del 49%. Non si hanno a disposizione attuali ulteriori notizie relative alle attività di GE in questo settore.



Figura 15. Prototipo GE Energy, 1a Fase SECA.

Caratteristiche	1a Fase	Unità
Potenza elettrica	5	kWe
Efficienza elettrica (DC)	41	%
Disponibilità	90	%
Decadimento prestazioni	1,8	%/500 h
Costo	724	\$/kW

Tabella 15. Risultati GE Energy, 1a Fase SECA.



Figura 16. Modello del sistema GE-HPGS (Hvbrid Power Generation System).

Siemens Power Generation

Siemens Power Generation (Stati Uniti) è leader nel settore delle SOFC, sviluppando da oltre 30 anni stack di celle in configurazione tubolare catodo-supportate e avendo già realizzato sistemi dimostrativi con taglie sino a 300 kW, anche in configurazione ibrida pressurizzata ed eserciti sia presso i propri laboratori che presso varie utilities in diverse nazioni.

Il primo impianto di potenza significativa fu installato nel Dicembre 1997 in Olanda e ha operato per 4000 ore ininterrottamente, generando circa 470 MWh di elettricità; dopo la prima sosta per apportare alcune riparazioni allo stack, l'impianto è stato rimesso in esercizio e ha totalizzato oltre 16600 ore facendo rilevare una efficienza elettrica del 46 %, buona affidabilità ed emissioni trascurabili. L'impianto in questione era stato successivamente trasferito presso la RWE di Essen

(Germania) dove ha operato per altre 3800 ore e dal Giugno del 2005 si trova presso la Turbocare di Torino. Nel 2006 Siemens ha prodotto un nuovo sistema da 125 kW per la cogenerazione (SFC-200) e che può essere considerato il primo vero prodotto pre-commerciale. L'impianto prevede lo sviluppo di 125 kWe di potenza elettrica e fino a 100 kW di potenza termica, con efficienza elettrica pari al 45 % circa ed efficienza globale che può arrivare all'80 %, ridottissime emissioni di NOx (appena 5 ppm) SOx, CO, VOC non rilevabili e nessuna emissione di particolato. (Figura 17).



Figura 17. Vista dell'impianto Siemens SFC-200: è possibile osservare il modulo elettrochimico (cilindro alto circa 3 metri) e il box contenente gli ausiliari.

Siemens ha realizzato il primo sistema ibrido con microturbina a gas nel 2000. L'impianto era pressurizzato ed integrato con una turbina Ingersoll Rand, sviluppava una potenza pari a 220 kW complessivi (200 kW dallo stack e 20 dalla microturbina) e ha operato per 3200 ore dimostrando una efficienza elettrica del 53 %. Un'altra unità proof-of-concept è stata realizzata nel 2002; si trattava di un impianto di 300 kW di potenza, formato da un modulo SOFC - alimentato da gas naturale - accoppiato ad una Turbec T100, che ha funzionato per circa 500 ore producendo circa 100 MWh, con picco di potenza di 192 kWe e rendimenti elettrico e cogenerativo rispettivamente del 45 % e del 66 % (Figura 12).

Dal 2005, Siemens ha ripreso le attività di sviluppo dei sistemi ibridi all'interno del Coal-based SOFC Hybrid Development Program promosso dal DoE, incentrato sullo sviluppo di sistemi SOFC-μGT multi-MW alimentati da syngas ottenuto da gassificazione del carbone e tecnologie CCS per il sequestro di oltre il 90 % dell'anidride carbonica prodotta nel processo di gassificazione.

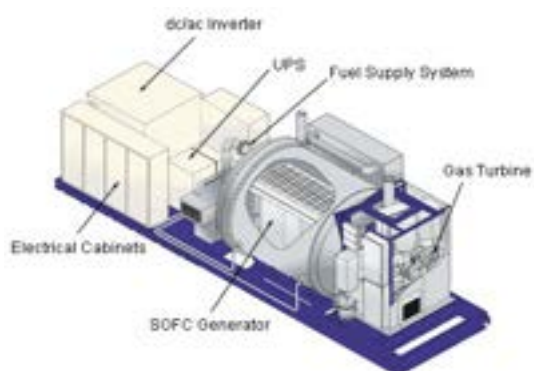


Figura 10. Sistema SOFC-mGT da 300 kW (PH300).

Siemens è stata impegnata nello sviluppo di sistemi da 3-10 kW all'interno delle attività inerenti lo sviluppo di sistemi residenziali afferenti alla Prima Fase del Programma SECA e, in collaborazione con Fuel Cell Technologies, ha realizzato una unità cogenerativa da 5 kW (Tabella 16). Proprio in quest'ambito Siemens ha sviluppato la tecnologia HDP.

Negli anni, le celle Siemens sono state oggetto di notevoli miglioramenti nella struttura e nelle prestazioni. Le celle a combustibile tubolari Siemens sono costituite da un design unico che elimina la necessità di sigilli richiesti da altri tipi di celle e consente anche la dilatazione termica permettendo nel contempo l'ottenimento di elevate densità di potenza.

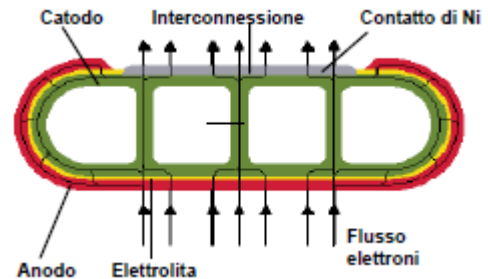


Figura 19. Configurazione di cella SOFC High Power Density (HPD)

Caratteristiche	1a Fase	Unità
Potenza elettrica	5	kWe
Efficienza elettrica (DC)	38	%
Disponibilità	100	%
Decadimento prestazioni	0	%/500 h
Durata	6300	h
Costo	691	\$/kW

Tabella 16. Risultati Siemens, 1a Fase SECA.

UTC Power Corp.

UTC Power è la società leader mondiale nel settore degli impianti per la produzione di energia in applicazioni stazionarie e nel trasporto, con sistemi ad acido fosforico (PAFC) e ad elettrolita polimerico (PEFC).

In collaborazione con Delphi e con lo United Technologies Research Centre (UTRC), è attiva all'interno del Programma SECA per lo sviluppo di sistemi SOFC e degli impianti IGFC, per il quale è titolare dei finanziamenti - pari a 22 milioni di dollari. Nell'obiettivo generale di sviluppare impianti IGFC con celle ad ossidi solidi, con potenze maggiori di 100 da alimentare con syngas da carbone UTC sta studiando la possibilità di realizzare sistemi da 400 kWe, aventi modulo base di potenza compresa tra 250 e 1000 kWe.

Tramite studi mediante simulazioni, UTC sta verificando la possibilità di realizzare impianti ibridi SOFC-ST (con una turbina a vapore) e SOFC-GT-ST (con una turbina a gas e una turbina a vapore), quest'ultimi nella configurazione a pressione atmosferica o pressurizzato. Partendo da un modulo SOFC da 85 kW i risultati delle simulazioni hanno giustificato il notevole interesse per tali impianti.

Caratteristiche	Simulazione			Unità
	SOFC/ST	SOFC/GT/ST	PSOFC/GT/ST	
Efficienza elettrica (HHV) Incluso la separazione e la compressione della CO ₂	45,3	50,6	51,5	%
Potenza elettrica (AC)	166,5	186,1	189	MWe
SOFC (DC)	85,4	79,4	79,9	%
Ciclo a Vapore	14,6	10,3	9,9	%
Ciclo a Gas	-	10,3	10,2	%

Tabella 17. Risultati Simulazioni preliminari UTC, Programma SECA.

Versa Power System

Versa Power System (VPS, Stati Uniti) dal 2001 è impegnata nello sviluppo di sistemi stazionari con celle a combustibile SOFC. In collaborazione con FuelCell Energy e Cummins Power Generation, ha condotto attività di R&S su celle in configurazione planare anodo-supportate, sia per il settore residenziale che per il trasporto.

A chiusura della prima fase SECA ha proposto, rispettivamente con FCE e CPG, due sistemi da 3 kW rispettando i limiti imposti dal programma.

Caratteristiche	1a Fase	Unità
Potenza elettrica	3	kWe
Efficienza elettrica (DC)	36	%
Disponibilità	98	%
Decadimento prestazioni	1,2	% / 500 h
Costo	776	\$ / kW

Tabella 18. Risultati VPS-FCE, 1a fase SECA.

Nel 2006, FuelCell Energy ha stipulato un accordo con il DoE per lo sviluppo di un sistema multiMW che dovrebbe essere alimentato con syngas di carbone. Il progetto vede coinvolta anche VPS - che fornirà gli stack. Il progetto prevede 3 fasi e - come è già stato riportato - è oggi alla fase 2, avendo realizzato nella precedente uno scale-up dello stack SOFC esistente sia per numero di celle che per prestazioni ed uno studio preliminare del sistema. Nel 2009 è stato verificato con successo il funzionamento di due sistemi da 10 kW che hanno operato per più di 5000 ore mentre uno stack da 18 kWe e uno da 25 kWe sono in fase di sperimentazione.



Figura 20. Stack e Tower multi stack VPS da 18 kWe.

Caratteristiche	Sistema da 18 kWe	Unità
Potenza elettrica (DC)	18	kWe
FU combustibile	68	%
OU ossidante	14	%
Densità di corrente	455	mA/cm ²

Tabella 19. Condizioni operative dello stack VPS da 18 kWe.

Ztek Corporation

Dal 1994 Ztek (Stati Uniti) era impegnata nelle attività di R&S di sistemi SOFC per applicazioni stazionarie in configurazione Hydrogen & Electricity Co-Production (HECP). In particolare, Ztek aveva realizzato uno stack da 1 kWe che, in funzione per 16000 ore, aveva dato risultati soddisfacenti e successivamente un sistema con stack da 25 kWe (1996), con reforming interno del gas naturale. Nel 2005, aveva annunciato il proprio interesse per gli impianti ibridi SOFC-microturbogas e addirittura un impianto da 200 kWe complessivi era stato dichiarato in costruzione. In parallelo Ztek lavorava alla progettazione di un reformer ad elevate prestazioni e collaborava con il Pacific Gas & Electric per la realizzazione di una unità HECP.

Il sito internet della compagnia è aggiornato al 2005 e quindi non si hanno a disposizione ulteriori notizie circa l'attività e la sua esistenza.

Adaptive Materials Inc. (Stati Uniti) sviluppa sistemi portatili di piccolissima potenza con tecnologia SOFC microtubolare.

Dal 2001 ad oggi ha collaborato con il Dipartimento della Difesa statunitense, dal quale stato finanziato per la realizzazione dei prodotti AMI50 e AMI250, da 50 W e 250 W rispettivamente, per applicazioni militari. La Adaptive Materials, nel prosieguo della collaborazione per sistemi dello stesso tipo su un contratto di 4,4 milioni di dollari, è attualmente impegnata nello sviluppo di sistemi da 300 W.



Figura 11. AMI250.

Protonex Technology Corp. (Stati Uniti) realizza sistemi SOFC basati sulla tecnologia tubolare, idonea perché meglio garantisce la robustezza richiesta per sistemi portatili in applicazioni portatili e mobili.

Nata nel 2000 con l'obiettivo di sviluppare e commercializzare unità ad elettrolita polimerico, ha acquisito la Mesoscopic Devices LLC (2007) che era impegnata nello sviluppo di mini-stack ad ossidi solidi di potenza inferiore a 500 W, espandendo i propri interessi commerciali anche alla tecnologia SOFC.

Mesoscopic Devices ha realizzato i sistemi MesoGen-75 e MesoGen-250, da 75 W e 250 W, con i finanziamenti del Dipartimento della Difesa e della Marina degli Stati Uniti. Dal 2007 Protonex collabora con Cummins Power Generation per la realizzazione di sistemi APU. In questi ultimi mesi, la Protonex ha stipulato accordi con lo U.S. Army per 2,0 milioni di dollari.



Figura 12. Protonex M250.

NanoDynamics Energy Inc. (Stati Uniti) è impegnata nella produzione di sistemi civili e militari, portatili, in configurazione microtubolare.

Nel 2004, con i finanziamenti dell'U.S. Army, ha realizzato i sistemi Revolution 50 e NDRevolution 50H, di potenza 50 W, che possono essere alimentati con propano o butano, adatti sia ad usi civili che militari. È tutt'ora in corso la realizzazione di un sistema da 250 W.

Nel 2008 la NanoDynamics ha ricevuto 2,4 milioni di dollari dal DoE per lo sviluppo di una unità da 400 W alimentabile con vari tipi di combustibili. La stessa, nel 2009, ha ricevuto 1,78 milioni di dollari dal US Office of Naval Research (ONR) per lo sviluppo di unità SOFC per la produzione di potenza in veicoli aerei automatici.



Figura 13. NanoDynamics NDRevolution50.

Ceres Power

Ceres Power (Regno Unito) è una giovane holding britannica, attenta alle nuove soluzioni per l'energetica, in particolare impegnata nello sviluppo di sistemi con tecnologia SOFC per le applicazioni CH&P nel settore residenziale. In quest'ambito sta sviluppando una gamma di prodotti basati su una unica piattaforma modulare, da adattare a seconda delle esigenze di potenza richieste. Secondo alcuni studi condotti dal Governo Britannico, infatti, si stima che la microgenerazione residenziale basata su celle a combustibile possieda il potenziale adatto a fornire più di un terzo del totale fabbisogno di energia elettrica del Paese contribuendo - nel contempo - a far fronte ai sempre più stringenti vincoli ambientali. Dalla ricerca è emerso che tali sistemi CH&P potranno, nel prossimo futuro, sostituire la caldaia a condensazione ed è proprio su questa ipotesi che trovano fondamento le attività di sviluppo di Ceres Power: il sistema prodotto da Ceres - infatti - è progettato per sostituire una normale caldaia, utilizzando ed installando simili componenti e le medesime connessioni, è montabile a parete e non richiede una caldaia a condensazione a parte, massimizzando il possibile mercato (Figura 26).



Figura 25. Stack SOFC Ceres Power

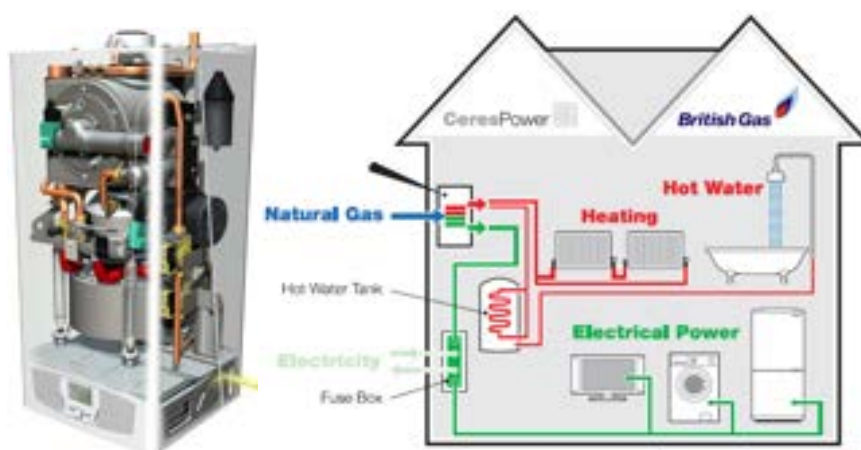


Figura 26. Sistema CH&P da parete (a sinistra) ed esempio di integrazione funzionale nell'attuale impianto (a destra).

Le celle sviluppate da Ceres sono composte da sottili strati depositati per via elettrochimica su un substrato di acciaio inossidabile e lavorano a temperature comprese tra 500 e 600 °C, temperatura ideale per la produzione combinata di calore ed energia elettrica con alti rendimenti; inoltre, sono modulari e facilmente integrabili.

Nel 2008 Ceres Power e British Gas hanno firmato un accordo per lo sviluppo, la fornitura e la distribuzione nel Regno Unito di siffatte unità residenziali di cogenerazione, mentre nel 2009, Ceres

Power ha firmato un nuovo importante accordo con Calor Gas Limited per la produzione combinata di calore e di elettricità residenziale da realizzare mediante sistemi funzionanti a gas di petrolio liquefatto. Calor G. L. è leader nel Regno Unito con oltre 70 anni di esperienza nel settore della fornitura di GPL. Ai sensi del nuovo accordo, Calor verserà 2.500.000 sterline a Ceres Power durante lo sviluppo e la sperimentazione del prodotto e inoltre ha già posto un ordine per 20000 cogeneratori per il mercato britannico, da fornire nel corso di un periodo di cinque anni, subordinato alla conclusione positiva della sperimentazione iniziale.

Hexis AG

Hexis (Svizzera) - dal 1997 al 2006 Sulzer Hexis - è impegnata nello sviluppo di sistemi SOFC CH&P di piccola potenza per usi residenziali, con stack realizzati nella configurazione planare della quale Hexis stessa è proprietaria (HEXIS, Heat Exchanger Integrated Stack) alimentati da gas naturale (Figura 27 e 28).

Dopo aver sviluppato con successo il primo sistema da 1 kWe (HXS 1000 Premiere) - che è stato consegnato ad un



Figura 28. Stack Hexis.

centinaio di utenti in diverse nazioni europee e in collaborazione con varie aziende fornitrici di elettricità e gas - è stato prodotto il nuovo Galileo

1000N, per la cogenerazione stazionaria, capace di fornire 1 kWe e 2,5

kWt (Figura 29). Il

Galileo 1000N è

fornito anche di un bruciatore ausiliario che consente di ottenere ulteriori 20 kW di calore quando necessario. Il Galileo 1000N consiste essenzialmente di due parti: nella parte superiore vi è il modulo di celle a combustibile, facilmente accessibile in caso di manutenzione, mentre i componenti per la generazione del calore e per la trasformazione di potenza sono

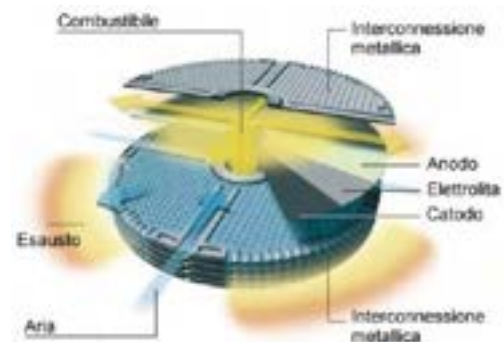


Figura 27. Struttura dello stack HEXIS e schemi di flusso dei gas combustibile ed ossidante.



Figura 29. Hexis Galileo 1000N. Misure 55 x 55 x 160 cm3, peso 170

posizionati nella zona inferiore. Uno scambiatore di calore a doppia camera svolge anche la funzione di elemento centrale di sostegno. Il sistema produce elettricità e calore con rendimenti elettrico e cogenerativo rispettivamente pari al 30 % e al 90 %. La Hexis sta proseguendo le sperimentazioni sul Galileo 1000N al fine di incrementarne il valore dell'efficienza elettrica.

Merloni Termosanitari

Merloni Termosanitari (MTS) è una società leader nel settore del riscaldamento elettrico e termico. La sua Divisione ELCO, in collaborazione con Acumentrics e nell'ambito di un consorzio costituito da alcune delle maggiori aziende europee ed americane per la distribuzione di energia elettrica e gas, ha realizzato un sistema μ CH&P per installazione a parete, per usi domestici, che è stato presentato al Salone di Hannover del 2008 (Figura 6). Nel sistema in sperimentazione l'unità elettrochimica da 1 kWe, fornita da Acumentrics, è accoppiata ad una caldaia a condensazione da 25 kWt, alimentata dai gas di scarico in uscita dallo stack. Nel progetto MTS si occupa della progettazione del BoP.

Dal 2008 sistemi di questo tipo sono sottoposti a prove sperimentali in condizioni reali, presso l'Università Politecnica delle Marche. Le attività di ricerca prevedono l'installazione, nella provincia di Ancona di 4 prototipi e la valutazione dell'introduzione di queste piccole unità nel mercato italiano, in sostituzione delle unità domestiche oggi utilizzate per il solo riscaldamento.

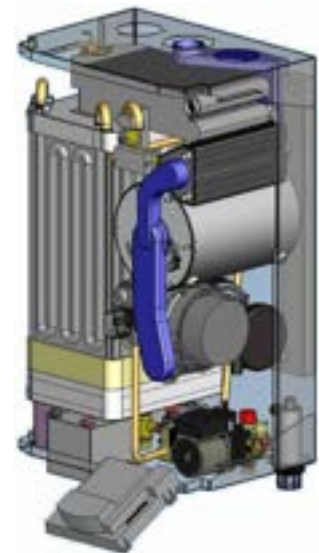


Figura 14. Modello della Caldaia murale a celle a combustibile

Rolls Royce Fuel Cells Systems

Rolls Royce FCS (Regno Unito) sviluppa celle con tecnologia SOFC dal 1992 con lo scopo di realizzare sistemi per la cogenerazione distribuita di lavoro e calore. Nel 2006 ha avviato la sperimentazione di unità da 60 kW e nel 2008 stava lavorando allo sviluppo di un sistema ibrido pressurizzato SOFC- μ GT multiMW e sono previste prove su moduli da 250 kW, finalizzate alla realizzazione di sistemi da 1 MWe. In particolare, alcuni degli aspetti di maggiore rilievo della ricerca di RRFCS sono lo studio dei ricircoli anodico e catodico, della relativa interazione tra essi e

dell'interazione tra il ricircolo catodico la microturbina (Turbec 100) e quindi anche dell'influenza dei ricircoli sull'efficienza oltre che dei metodi di controllo dei ricircoli stessi.

RRFCS ha dimostrato che con un fattore di utilizzazione del combustibile (FU) del 75 % e temperature operative di 800-1000 °C è possibile arrivare a valori di efficienza pari al 60 % e che solo circa il 10 % dell'elettricità prodotta dall'impianto ibrido è prodotta dalla microturbina.

Nel 2007 RRFCS ha acquisito dalla Mc Dermott International la SOFCo-EFS, società statunitense impegnata nello sviluppo di SOFC e di sistemi di trattamento del combustibile e che ha collaborato con la Cummins Power Generation in attività relative al Programma SECA. Allo stato attuale RRFCS è impegnata in attività di ricerca sia in Europa che negli Stati Uniti, attingendo dai fondi per il Programma SECA e dal 6° e 7° Programma Quadro della Commissione Europea nell'ambito dell'espletamento delle attività riguardanti il Progetto Large-SOFC.

SOFC Power

SOFCPower (Italia) è una società dinamica e in forte crescita che dal 2006 svolge attività di R&S nel settore delle celle ad ossidi solidi. Sviluppa sistemi cogenerativi da 1 e 2,5 kWe, con celle planari anodo-supportate, per il funzionamento a medie temperature (700-800°C) e stack basati sulla tecnologia SOFCConnex, della quale è proprietaria (un layer innovativo e poco costoso, costituito di materiale metallico, per la diffusione dei gas all'interno dello stack che svolge anche la funzione di sigillante tra le celle).

Gli stack SOFCPower sono caratterizzati da elevata compattezza, basse perdite di pressione, densità di potenza dell'ordine dei 400 mW/cm² e rendimenti superiori al 45%, presentano un collettore esterno per l'aria e uno interno per il combustibile (Figura 31); possono funzionare con i flussi di

alimentazione in equicorrente o controcorrente: la corrente anodica in uscita dallo stack è disponibile per la post-combustione mentre le modalità per il ricircolo sono ancora in fase di sperimentazione.

Il prodotto principale di SOFC Power è l'HotBox (Figure 31 e 32), sviluppato dapprima da HTCeramics utilizzando la tecnologia messa a punto dallo Swiss Federal Institute of Technology di Losanna (EPFL), un sistema da

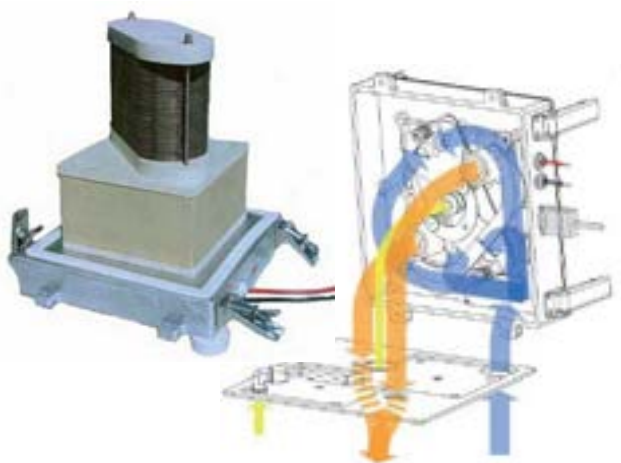


Figura 31. Stack SOFC Power dell'unità HotBox.

500 W per l'autoproduzione di energia, provvisto inoltre anche da uno stack, uno scambiatore di calore, un combustore catalitico per l'ossidazione parziale (CPOx) del gas naturale o del GPL, all'interno di un contenitore metallico nel quale vi è anche un riscaldatore elettrico per la fase di start-up e il sistema di condizionamento della potenza e per il controllo delle temperature.

SOFC Power sta partecipando anche al Progetto EFESO (Environmental Friendly Solide Oxide Fuel Cell), nell'ambito del Programma "Industria 2015 - Efficienza Energetica", per il tema dello sviluppo di sistemi SOFC per la cogenerazione residenziale e per i 3 anni della durata del Progetto, coordinato da Merloni Termosanitari (MTS), fornirà la propria tecnologia planare per moduli di potenza di 1 e 2,5 KWe e riceverà finanziamenti per 22 milioni di euro. La partnership comprende anche STMicroelectronics, ENEA (Ente Nazionale Italiano per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) l'Università Politecnica delle Marche e l'Università di Trento.

Infine, nell'ambito dello European Flame SOFC Project, SOFC Power sta sviluppando stack di potenza compresa tra 2,5 e 5 kW basati su celle con area attiva di 200 cm² (F-Design) che potrebbero fungere da celle base per stack di potenza più elevata; inoltre, è coinvolta nei Progetti Real-SOFC, SOFC600 della Commissione Europea.



Figura 32. Sistema HotBox.
Peso 17,5 kg
dimensioni 220x220x320 mm,
temperatura operativa 750°C
temperatura dei gas esausti
200 - 500 °C.

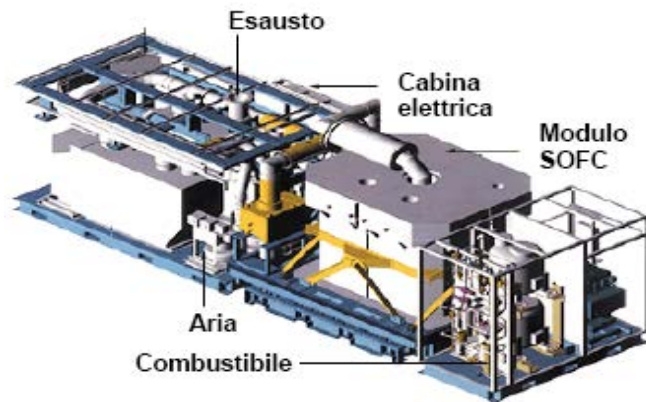
TurboCare / Politecnico di Torino

Turbocare (Italia) è una giovane società nata nel 1994, controllata dal gruppo Siemens, che si occupa in prevalenza di progettazione e manutenzione di impianti con turbine a gas e a vapore.

In collaborazione con il Politecnico di Torino, HySyLab e con i finanziamenti della Regione Piemonte, TurboCare ha avviato il Progetto EOS (Energia da Ossidi Solidi, 2004-2009) che prevede l'installazione e la messa in esercizio di impianti CH&P basati su tecnologia SOFC al fine di verificarne le prestazioni e l'affidabilità in condizioni di funzionamento reali. Nella prima fase del progetto (2004-2007) è stata verificata una unità Siemens CHP100 che produceva 104 kW elettrici e 65 kW termici e ha funzionato per più di 16400 ore (2005) producendo più di 1.800.000 kWh di energia, con efficienze del 42-44% elettrica e del 70-80% globale, lavorando per più di 36800 ore complessive (in precedenza in Olanda e Germania) con una disponibilità operativa superiore al 99% (Figura 33). L'unità CHP100 è alimentata a gas naturale e ha fornito il 27% della richiesta di

elettricità di TurboCare e parte dell'energia richiesta per la climatizzazione degli ambienti.

Dal 2006 TurboCare è impegnata nelle prove del sistema SFC5 che può produrre 3,5 kWe e 3 kWt (Progetto EBE, Energia a Basse Emissioni). Nel 2007, presso la sede di Torino, è stato inaugurato il primo “ristorante aziendale all'idrogeno”, riscaldato attraverso un impianto di celle a combustibile da 5 kW, e per mezzo del quale le emissioni di anidride carbonica sono state ridotte del 50% rispetto ad un medio impianto di generazione elettrica e non vi erano emissioni di ossido di carbonio, di azoto e di zolfo.



**Figura 33. Potenza elettrica 109 kW, Potenza termica 65 kW
Efficienza 46 %, Degradazione prestazioni < 0,1 %/1000 ore
Dimensioni 8 x 2,8 x 3,7 m3**

Vaillant - Webasto - Staxera

Vaillant GmbH (Germania) è tra le principali aziende produttrici di sistemi per il riscaldamento domestico e collabora con varie società per la realizzazione di sistemi integrati con celle a combustibile. Negli ultimi anni ha attivato alcuni contratti di collaborazione con altre società per le attività di R&S sui sistemi ad ossidi solidi con lo scopo di estendere il proprio parco commerciale nel settore della cogenerazione per applicazioni residenziali.

Dal 2006 Vaillant Group e Webasto (Germania), azienda leader nello sviluppo di bruciatori per il riscaldamento ausiliario che lavora sulla tecnologia SOFC dal 2000, hanno collaborato per lo sviluppo di sistemi SOFC. Nel 2005 Webasto ha prodotto il primo sistema APU alimentato a gasolio (Fiera di Hannover) (Figura 34). Negli stessi anni Starck GmbH (Germania) ha avviato lo sviluppo dei componenti delle celle SOFC e nel 2005 Webasto e Starck GmbH hanno fondato Staxera, una joint venture nata con lo scopo di ottimizzare le attività di ricerca e di industrializzare la tecnologia.

Tra il 2005 e il 2007 Staxera ha collaborato con il

Fraunhofer Institute e dal 2008 è impegnata con EBZ per lo sviluppo dei sistemi alimentati a gas



Figura 34. Prototipo APU Webasto AG. A destra il prototipo esposto alla Fiera di Hannover del 2005.

naturale riformato.

Staxera ed EBZ hanno sviluppato due sistemi per cogenerazione residenziale basati su SOFC planari, da 1.1 kWe e 1.4 kWe nei quali il BoP è realizzato da EBZ. L'obiettivo della collaborazione tra EBZ e Staxera è lo sviluppo di unità da 20 kWe con efficienze elettriche comprese tra il 50 e il 60%: la prima fase delle attività di sviluppo prevedono la realizzazione di un sistema da 3 kWe, mediante l'utilizzo di due stack esistenti e sarà affrontata nel 2010.

Nell'ambito della collaborazione con Vaillant, per lo sviluppo di sistemi residenziali, Staxera fornirà gli stack e Vaillant si occuperà del BoP e della progettazione degli altri componenti.

Wärtsilä - Tøpsøe Fuel Cell

Nell'ambito di una collaborazione con Tøpsøe Fuel Cell e Risø National Laboratory (Danimarca), Wärtsilä sviluppa sistemi SOFC, per gli usi nella generazione distribuita di potenza e per applicazioni navali, equipaggiati con stack Tøpsøe (TOFC) aventi celle di tecnologia planare.

TOFC ha già testato prototipi per applicazioni CH&P da 1.4 kW e da 3 e 4 kW e un nuovo stack da 10 kW è in sperimentazione. Nel 2009, dopo più di 2000 ore di funzionamento, lo stack da 4 kW aveva prodotto risultati operativi in linea con i requisiti della 1a fase del Programma SECA; TOFC ha fornito lo stack, i catalizzatori per la trasformazione del combustibile e il bruciatore catalitico, dall'altra parte Wärtsilä ha integrato queste parti nel sistema completo che comprendeva anche l'elettronica di potenza. Il sistema era dotato di un sistema di elaborazione a combustibile che comprendeva la desolforazione e il prereforming, con ciò eliminando il rischio di avvelenamento da zolfo e la formazione di carbonio.

Allo stato attuale Wärtsilä - Tøpsøe hanno prodotto unità da 20 kW (WFC20) che sono state testate con biogas da discarica per più di 1500 ore (Figura 35) ed è in corso la realizzazione di una unità da 50 kW, entrambe finalizzate alla realizzazione di sistemi per la cogenerazione da 250 kW, da realizzare entro il 2015.

Nell'ambito dei Programmi dell'Unione Europea, Wärtsilä ha partecipato ai progetti Large-SOFC e METHAPU (nel quale l'obiettivo era lo sviluppo di unità di potenza ausiliaria, alimentate da metanolo, per impieghi a bordo di navi commerciali.

Il sistema WFC20 genera 20 kW di potenza elettrica e 13.8 kW di potenza termica con efficienza



Figura 35. Sistema WFC20.

elettrica pari al 42 % circa. Il prototipo di 50 kW è un progetto che parte del Programma Large-SOFC finanziato dal 6 ° programma quadro dell'UE.

IMPIANTO CON TURBINA A GAS

Generalità

Un tradizionale impianto turbogas è composto, nella sua forma più semplice, da un compressore (assiale o centrifugo) che innalza la pressione dell'aria in ingresso nell'impianto sino a quella di esercizio, da una camera di combustione (anulare, tubolare o tubo/anulare) nella quale viene bruciato il metano, con adeguato apporto di aria per ottenere un gas di scarico a temperature relativamente moderate (1000-1200 °C), e da una turbina (assiale o centripeta) che sfrutta l'espansione dei prodotti di combustione, convertendo l'energia termica degli stessi in energia meccanica e alla quale è collegato il generatore elettrico (motori asincroni tradizionali, collegati direttamente o tramite riduttori) che provvede alla trasformazione dell'energia meccanica, sviluppata dalla turbina, in energia elettrica. L'energia contenuta nei gas esausti in uscita dalla turbina a gas può essere in buona parte recuperata introducendo nell'impianto uno scambiatore di calore al fine di generare vapor

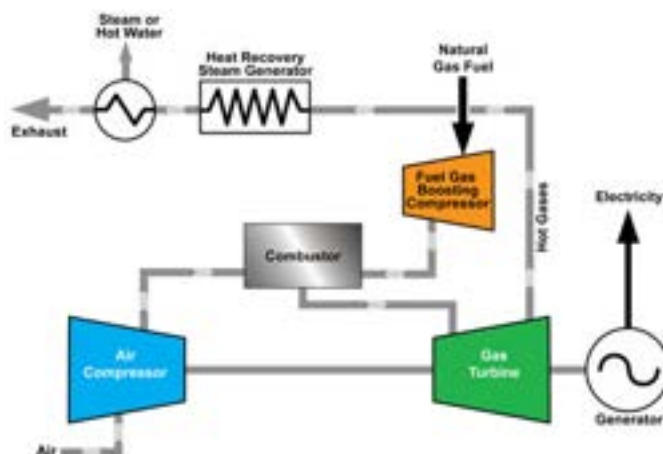


Figura 36. Schema esemplificativo di impianto turbogas per applicazioni di cogenerazione (Sundyne, www.sundyne.com)

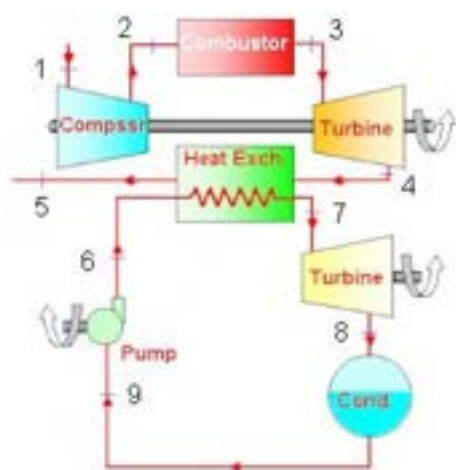


Figura 37. Schema esemplificativo di un impianto combinato gas-vapore: 1-2 compressione, 2-3 combustione, 3-4 espansione, 4-5 e 6-7 recupero termico, 7-8 espansione, 8-9 condensazione, 9-6 compressione (www.ulb.ac.be).

e di processo (Figura 36).

Generalmente, nelle applicazioni stazionarie, un impianto turbogas è utilizzato per potenziare un impianto a vapore esistente (repowering); in tal caso il vapore necessario per l'impianto a vapore è generato utilizzando gli esausti del ciclo di topping (esausti di turbina) in una caldaia a recupero, potendo eliminare - di fatto - il generatore di vapore (Figura 37). Spesso si preferisce separare le fasi di compressione ed espansione (se a più stadi) in due o più turbomacchine (sezioni di bassa, media e di alta pressione separate da interrefrigeratori o scambiatori) e collegate opportunamente tra di loro o si preferiscono configurazioni impiantistiche bi-albero.

Il ciclo termodinamico di riferimento dell'impianto turbogas è il ciclo Brayton-Joule (ciclo chiuso reversibile), che prevede due trasformazioni isoentropiche e due isobare e può essere realizzato tecnicamente, inserendo tra compressore e turbina uno scambiatore di calore per la somministrazione di calore a temperatura superiore (mandata del compressore) e uno scambiatore di calore per la refrigerazione a temperatura inferiore (scarico della turbina) (Figura 38a). A partire dalle condizioni termodinamiche del punto 1 (temperatura ambiente, pressione ambiente) il fluido di lavoro viene compresso (trasformazione isoentropica 1-2), preleva calore da una sorgente calda (trasformazione isobara 2-3), si espande in turbina (trasformazione isoentropica 3-4) e torna nelle condizioni iniziali scambiando calore con una sorgente fredda (trasformazione isobara 4-1) (Figura 38b).

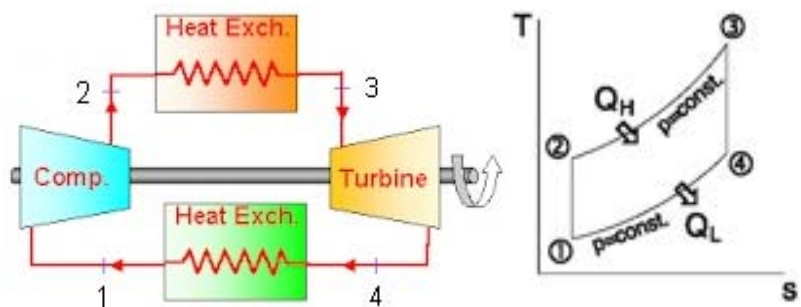


Figura 38. Impianto turbogas a ciclo chiuso: 1-2 compressione, 2-3 scambio termico superiore, 3-4 espansione, 4-1 scambio termico inferiore (www.ulb.ac.be). Rappresentazione del ciclo Brayton nel piano termodinamico T_s: in evidenza la somministrazione di calore durante la trasformazione 2-3 e la cessione di calore durante la 4-1 (www.unitn.it).

Il rendimento del ciclo ideale

semplice appena presentato può essere facilmente determinato e risulta funzione del solo rapporto di compressione β (rapporto tra le pressioni p_2/p_1 delle isobare 2-3 e 4-1) (Figura 39). Il lavoro specifico ideale è un'altra variabile molto importante perché è il massimo lavoro utile prodotto

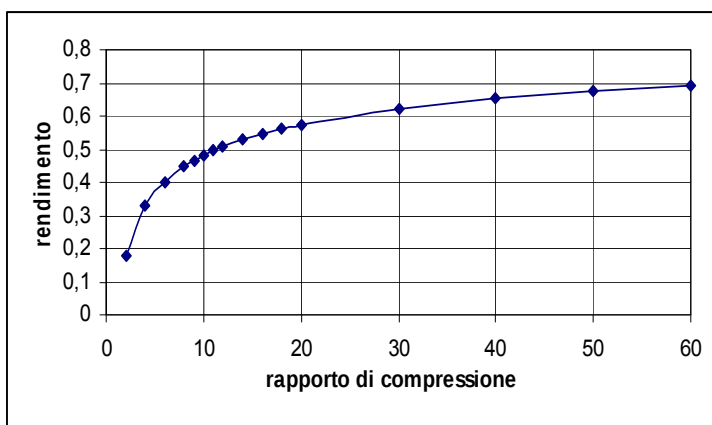


Figura 39. Rendimento del ciclo Brayton ideale in funzione del rapporto di compressione.

dall'impianto e risulta funzione del rapporto tra τ e β - come meglio esplicitato dalla relativa trattazione analitica (Appendice A). Dal valore del lavoro specifico è possibile risalire al rapporto di compressione ottimo e quindi alla dimensione di progetto delle macchine. Considerando che - allo stato attuale - sono possibili valori di τ sino a 5 ne consegue che rendimenti massimi possono essere ottenuti per valori di β

compresi tra 16 e 17. Il ciclo reale di un impianto turbogas differisce dal ciclo ideale a causa delle irreversibilità che vengono a crearsi nei componenti dell'impianto, fondamentalmente dovuti a scambi termici e perdite meccaniche nelle macchine rotanti, nei condotti, negli scambiatori di calore

e nel combustore. Pertanto il rendimento globale dell'impianto non è più funzione del solo rapporto di compressione ma anche degli altri parametri coinvolti allorché si voglia considerare l'impianto funzionante nelle condizioni reali.

Il compressore può essere assiale o centrifugo, rispettivamente ad elevato numero di stadi (generalmente sino a 15, per via del basso salto entalpico realizzabile in ogni singolo stadio) o a



Figura 40. (a destra) Stadio di un rotore di un compressore centrifugo; (a sinistra) rotore di un compressore assiale tri-stadio (G. Cornetti, Macchine Termiche, Il Capitello).

basso numero di stadi (generalmente da 1 a 3). La scelta di uno o dell'altro tipo avviene in base alla potenza dell'impianto e quindi in base alla portata di fluido in ingresso e alle condizioni termodinamiche del fluido stesso (Figura 40).

Il singolo stadio del compressore è formato dalla coppia rotore-statore.

Nel rotore avviene la diffusione del

fluido che lo attraversa a spese della propria velocità relativa (che diminuisce) mentre la velocità assoluta aumenta. Nello statore viene prodotto un ulteriore incremento della pressione stavolta a spese della velocità assoluta del fluido (Figura 41).

Le palette del compressore sono progettate per formare dei canali divergenti che rallentano il flusso di aria (velocità relativa $w_2 < w_1$) provocandone l'aumento della pressione ($p_2 > p_1$). Nei casi in cui risulta $w_2 \ll w_1$ (rotore) si può verificare il distacco della vena fluida - in corrispondenza dello strato limite fluidodinamico esistente sulla superficie della palette (estradosso) - causando il così detto stallo del canale palettato; esso potrebbe successivamente propagarsi (e ciò avviene facilmente) alle schiere di palette precedenti (stallo rotante), causando il così detto pompaggio del compressore. È per evitare tale rischio che, quando si prevedono notevoli portate o rapporti di compressione significativi, l'intero salto di pressione viene suddiviso in tanti stadi, ognuno dei quali produce un salto di pressione limitato.

Nella fase di combustione - che può sempre essere considerata, in prima istanza, a pressione costante - si concentrano notevoli sforzi di R&S, al fine di ottimizzare il rendimento di combustione

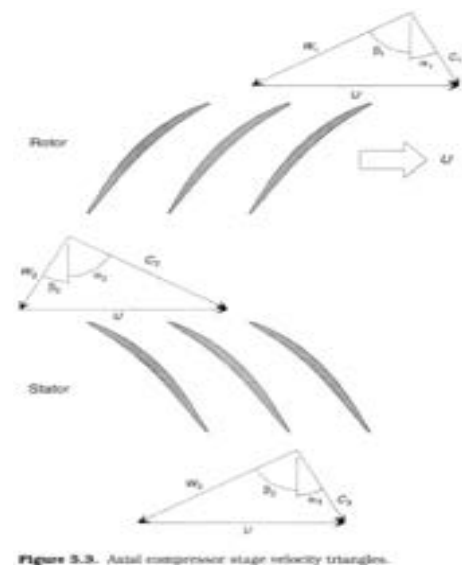


Figure 3.3. Axial compressor stage velocity triangles.

Figura 41. Triangoli di velocità per un compressore assiale ().

e ridurre le emissioni inquinanti (quest'ultimo aspetto, spesso, non è del tutto collegato al primo e nasce dai nuovi vincoli ambientali e legislativi internazionali). In generale si hanno condizioni ottimali di combustione per concentrazioni aria/combustibile di pochissimo superiori al rapporto stechiometrico ma ad esse seguirebbero temperature di ingresso in turbina troppo elevate per le stesse palette del turboespansore, ragion per cui è sempre necessario lavorare con congruo eccesso di aria (2,5-3 volte il valore della quantità stechiometrica) in modo da diluire - non uniformemente - i prodotti della combustione (al fine di limitare le emissioni si adottano combustori Low-NO_x che limitano la temperatura di combustione ricorrendo a miscele povere di combustibile). Perciò, il flusso di gas e aria opportunamente premiscelato entra in camera di combustione dove viene rallentato, per permettere l'instaurarsi di un fronte di fiamma stabile ma comunque veloce sufficientemente da consentire la propagazione del fronte stesso ed evitare il ritorno di fiamma (flashback). Una volta assicurate la temperatura e la cinetica ottimale per la combustione, si provvede ad alimentare l'aria secondaria (o di diluizione) al fine di raggiungere la completa combustione del combustibile.

I moderni combustori sono progettati tenendo conto delle seguenti caratteristiche:

- elevata efficienza di combustione;
- basse perdite di carico;
- bassa emissione di sostanze climalteranti;
- funzionamento stabile anche a carico parziale;
- temperatura uniforme;
- possibilità di utilizzo con diversi combustibili;
- facilità di manutenzione ed elevata durata;
- costo contenuto.

A livello costruttivo i combustori tubolari sono formati da due contenitori cilindrici coassiali, dei quali quello esterno è formato da aperture che permettono la miscelazione con l'aria diluente (Figura 42a); sono caratterizzati da una buona miscelazione (e quindi temperatura uniforme), robustezza meccanica e facilità di manutenzione ma causano elevate perdite di carico. I combustori anulari sono formati da un cilindro di contenimento nel cui interno trova sede un volume di forma anulare in cui è inserito concentricamente un tubo di fiamma anch'esso anulare (Figura 42b); sono caratterizzati da elevata compattezza,



Figura 42. Camere di combustione tubolare (in alto) e anulare (in basso) (G. Cornetti, Macchine Termiche, Il Capitello).

basse perdite di carico ma causano una non uniforme distribuzione della temperatura e necessitano di procedure per la manutenzione più complesse e costose. I combustori tubolari sono inoltre caratterizzati da elevati tempi di residenza della miscela in camera di combustione e ciò li fa preferire ai combustori anulari nel caso in cui i bassi rapporti di compressione diano luogo a basse temperature di combustione e quindi ad emissioni di idrocarburi incombusti e monossido di carbonio; al contrario, i combustori anulari sono adatti laddove agli alti rapporti di compressione e ai minori tempi di residenza corrispondono alte temperature e devono essere minime le emissioni di NO_x .

I gas combusti attraversano il primo stadio della turbina a gas costituito - in genere - da palette con sistema di raffreddamento a film. I materiali di cui sono costituite le palette non sono in grado di resistere alla temperatura dei gas in uscita dal combustore ($1200\div 1300\text{ }^\circ\text{C}$) e per questo si provvede a raffreddare la loro superficie creando una “barriera termica” costituita dall’aria compressa spillata dal compressore ad una pressione sufficiente e fatta uscire a velocità opportuna da piccoli fori realizzati sulla parete della paletta. Un’ulteriore protezione dalle elevate temperature è realizzata dal rivestimento ceramico delle palette. I canali convergenti formati dalle palette rotoriche accelerano il flusso di gas (velocità relativa $w_2 > w_1$), ne riducono di conseguenza la pressione e lo deviano. La velocità assoluta del flusso diminuisce e l’energia cinetica viene convertita in energia meccanica che mette in rotazione la macchina trascinando il compressore e l’alternatore. Meno sentito è in questo caso il problema dello stallo e per questo è possibile ottenere l’espansione dei gas in un minor numero di stadi rispetto a quelli necessari per la compressione (www.enipower.eni.it).

Di solito la turbina di un impianto turbogas è del tipo assiale a reazione; uno dei maggiori problemi della turbina a reazione è che ad alti rendimenti nelle condizioni di progetto si accompagnano a notevoli cali quando ci sia allontana dalle condizioni di progetto mentre il poter lavorare in condizioni di parzializzazione lontane dal quelle di progetto è il grande vantaggio dei turbo espansori centripeti. Questi ultimi, infine, risultano più robusti ed economici sia come sviluppo che come produzione (G. Cornetti, Macchine Termiche, Il Capitello).



Figura 43. Particolare di un gruppo turbogas monoasse Alstom GT11N2, nella fase di assemblaggio: è possibile distinguere il compressore e la turbina assiali pluristadio (www.power.alstom.com)

CALCOLO DEL RENDIMENTO DEL CICLO A GAS E DEL LAVORO SPECIFICO IDEALE

Calcolo del Rendimento ideale:

$$\eta_{id} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{c_{p(4-1)}(T_4 - T_1)}{c_{p(2-3)}(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2};$$

$$\tau = \frac{T_3}{T_1}; \beta = \frac{p_2}{p_1};$$

$$\beta^{\frac{k-1}{k}} = \frac{T_2}{T_1}; \beta^{\frac{k-1}{k}} = \frac{T_3}{T_4};$$

$$\eta_{id} = 1 - \frac{\frac{T_4}{T_3} \frac{T_3}{T_1} - \frac{T_1}{T_1}}{\frac{T_3}{T_1} - \frac{T_2}{T_1}} = 1 - \frac{\frac{\tau}{\beta^\epsilon} - 1}{\tau - \beta^\epsilon} = 1 - \frac{\frac{\tau - \beta^\epsilon}{\beta^\epsilon}}{\tau - \beta^\epsilon} = 1 - \frac{1}{\beta^\epsilon}$$

Calcolo del Lavoro specifico ideale

$$L_u = L_t - L_c = c_p(T_3 - T_4) - c_p(T_2 - T_1);$$

$$\frac{L_u}{c_p T_1} = \frac{T_3 - T_4 - T_2 + T_1}{T_1} = \frac{T_3}{T_1} - \frac{T_4}{T_3} \frac{T_3}{T_1} - \frac{T_2}{T_1} + \frac{T_1}{T_1} = \tau - \frac{1}{\beta^\epsilon} \tau - \beta^\epsilon + 1 = \left(\frac{\tau \beta^\epsilon - \tau}{\beta^\epsilon} \right) - (\beta^\epsilon - 1);$$

$$\frac{L_u}{c_p T_1} = \frac{\tau}{\beta^\epsilon} (\beta^\epsilon - 1) - (\beta^\epsilon - 1) = (\beta^\epsilon - 1) \left(\frac{\tau}{\beta^\epsilon} - 1 \right)$$

dalla quale, derivando rispetto a β è possibile ottenere il valore di τ ottimo per un dato rapporto di compressione:

$$\tau_{optimum} = \beta^{2\epsilon}$$

MICROTURBINE

Aspetti generali

La tecnologia delle microturbine rappresenta un'innovazione di notevole interesse applicativo. Esse sono macchine simili, costruttivamente, alle turbine a gas radiali convenzionali monostadio a basso rapporto di compressione e possono erogare una potenza elettrica compresa, generalmente, nel range 30-300 kW, con rendimenti variabili dal 25 al 30 %. Le parti rotanti hanno dimensioni relativamente piccole, tipicamente attorno a pochi pollici di diametro, e ciò fa delle microturbine delle macchine estremamente compatte e di peso limitato. La progettazione di una microturbina differisce da quella di un normale turboespansore sostanzialmente per il fatto che per taglie così limitate si adottano soluzioni tecnologiche non sofisticate e che non sarebbero giustificabili su macchine così piccole.

Il principio di funzionamento è analogo a quello delle comuni turbogas (Figure 1 e 4a): l'aria esce dal compressore a circa 3-6 bar e viene preriscaldata nel rigeneratore - se presente - all'interno del quale è il gas esausto utilizzato per preriscaldare l'aria che entra nella camera di combustione, opportunamente premiscelata con il combustibile; a seguito dell'ossidazione del combustibile, i gas caldi sono espansi nella microturbina e scaricati, dopo aver ceduto parte del calore sensibile nel recuperatore. Dall'espansione dei gas combusti si ricava l'energia meccanica, necessaria alla produzione di energia elettrica. Date le ridotte dimensioni delle micro-turbomacchine, al fine di contenere le dimensioni delle stesse, il gruppo turbocompressore ruota con velocità dell'ordine dei 70000-100000 giri al minuto. Il generatore è solitamente montato sullo stesso asse della turbina e ruota alla sua stessa velocità; ciò comporta elevati valori della frequenza ed essa è variabile al variare del carico e per questo motivo a valle dell'alternatore è previsto un sistema elettronico per il condizionamento della potenza elettrica generata. Il raddrizzatore e l'inverter, convertono l'energia elettrica in AC ed alta frequenza (ad es. 1800 Hz) prima in DC e poi in AC a bassa frequenza (50-60 Hz), compatibile quindi con la rete. Il sistema può includere, inoltre, un sistema per il recupero termico per applicazioni cogenerative e il compressore del combustibile, se necessario.

Le microturbine sono quindi limitate dai bassi rapporti di compressione e le temperature di ingresso in turbina (TIT) massime ottenibili sono dell'ordine dei 900-950 °C (come già anticipato le palette delle microturbine non sono raffreddate e non sono realizzate in materiale ceramico); un adeguato recupero termico consente di ottenere rendimenti globali non troppo penalizzati dalla limitata conversione in energia elettrica ottenibile. Come evidenziato (Figura 44), il rendimento ottenibile, con limitate TIT, possono raggiungere valori massimi sino al 30 % con rapporti di compressione da

3 a 5. I gas di scarico uscenti - a pressione ambiente - dall'impianto con microturbina a gas possiedono ancora temperature elevate (intorno ai 300 °C) e si prestano ulteriormente a recuperi

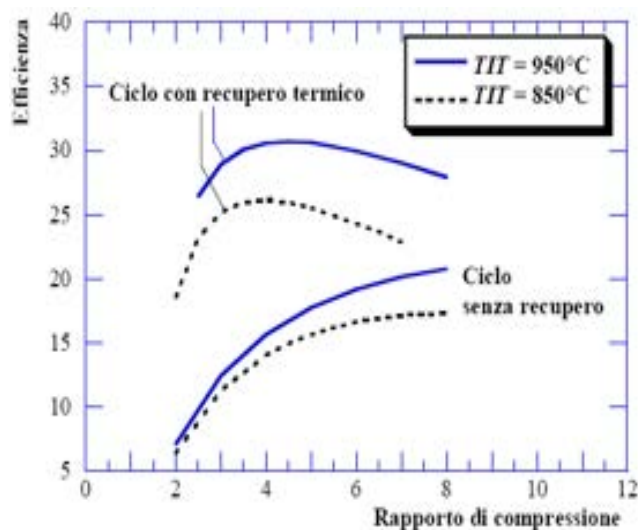


Figura 44. Confronto tra cicli a microturbina con e senza recupero termico (M. Bianchi, P. R. Spina, G. Tomassetti, D. Forni, E. Ferrero, Report RSE/2009/18, ENEA-MSE)

termici (sino a temperature pari a circa 100 °C); in queste condizioni gli impianti cogenerativi a microturbina presentano rendimenti complessivi che possono arrivare sino all'80 %. Nelle applicazioni non cogenerative, dati gli attuali ancora bassi valori di efficienza, l'utilizzo più conveniente di tali macchine risulta per la copertura dei picchi delle richieste e delle emergenze.

Il contesto applicativo nel quale si inseriscono o si dovranno inserire le microturbine risulta essere - allora - quello della cogenerazione (possibile sia nel settore industriale che in

quello civile, anche se in quest'ultimo, vi è comunque una situazione tariffaria non molto favorevole, oltre che l'esistenza dei problemi dovuti ai carichi spesso variabili).

Il principale combustibile per applicazioni in impianti con microturbine è il gas naturale ma sono disponibili sul mercato anche varianti per alimentazione a gpl, diesel, biogas, kerosene e propano, soluzioni seguite da opportune modifiche e specifiche. La pressione di ingresso del combustibile in camera di combustione deve essere superiore alla pressione di esercizio di circa 2 bar, pertanto è necessario un fuel-booster che - se non è integrato nel package della macchina - deve essere considerato in termini di costi e rendimenti.

Stato attuale del mercato

Allo stato attuale i principali produttori di microturbine a gas sono:

- Capstone (C30-C60*-C65-C200 kWe);
- Ingersoll rand (MT70*-MT250 kWe);
- Turbec (T100 kWe);
- Elliot (TA80*-TA100 kWe);
- Bowman (TG80CG kWe);
- Honeywell (Parallon75 kWe)
- Micro Turbine Technology MTT (3 kWe);

ove i modelli con asterisco non sono più indicati nei cataloghi aggiornati dei costruttori (M. Bianchi, P. R. Spina, G. Tomassetti, D. Forni, E. Ferrero, Report RSE/2009/18, ENEA-MSE).

Le caratteristiche principali delle soluzioni proposte dal mercato possono essere desunte dalla seguente tabella 20:

✓ Efficienza attuale	✓ 17-20% non recuperativa, 25-30% recuperativa (LHV)	
✓ Vita media	✓ 5 – 10 anni, dipendente dal ciclo di funzionamento	
✓ Emissioni (per il gas naturale):	✓ Attuali	✓ Future previste
✓ CO ₂	✓ 1180–670 g/kWh (efficienza :25-30 %)	
✓ SO ₂	✓ trascurabile	✓ trascurabile
✓ NO _x	✓ < 600 g/kWh	✓ < 9 ppm
✓ CO	✓ < 600 g/kWh	✓ < 9 ppm
✓ Taglie tipiche	✓ Attuali: 3 kW e 25 – 200 kW ✓ Future: 500 kW ✓ Più unità possono essere raggruppate per incrementare la potenza complessiva del sistema (ad es. Capstone C1000)	
✓ Esigenze di manutenzione	✓ 10000 – 12000 ore prima del maggior intervento (sostituzione del rotore)	

Tabella 20. Caratteristiche delle microturbine attualmente commercializzate e previsioni per il futuro

Come si è visto, la rigenerazione può incidere notevolmente sul rendimento globale e ciò giustifica ampiamente gli sforzi di R&S sugli scambiatori a medio-alta temperatura. La tabella seguente (Tabella 21) sintetizza le soluzioni tipicamente adottate per le microturbine.

Tecnologia	Vantaggi	Svantaggi
Monoasse	✓ meno parti in movimento; ✓ meno rumore; ✓ non necessita del riduttore;	✓ minore flessibilità di regolazione;
Doppio asse	✓ maggiori possibilità di regolazione; ✓ minori stress e vita media più lunga della macchina;	✓ più parti in movimento; ✓ necessità del riduttore; ✓ costi più alti;
Cuscinetti ad aria	✓ eliminano la necessità del sistema di refrigerazione dell'olio e la manutenzione relativa	✓ Problemi di attrito durante l'avviamento e lo spegnimento della macchina
Cuscinetti ad olio	✓ tecnologia provata	✓ richiede il sistema di pompaggio dell'olio e del relativo sistema di refrigerazione
Non recuperativo	✓ minori costi; ✓ affidabilità più elevata; ✓ più calore disponibile per cogenerazione	✓ basse efficienze
Recuperativi	✓ efficienze più elevate; ✓ basso rapporto energia termica/elettrica	✓ costi più elevati; ✓ affidabilità bassa.
Sezione calda ceramica	✓ temperature di esercizio più elevate; ✓ aumento dell'efficienza.	✓ progetto più complicato ed ancora in fase di R&S
Sezione calda metallica	✓ progetto più convenzionale e commercialmente disponibile	✓ temperatura di esercizio più bassa e minore efficienza.

Tabella 21. Riepilogo delle soluzioni tecnologiche.

Range unitario (kW)	50 – 300	50 - 1000
Non recuperativo		
Costo di installazione (\$/kW)	600 – 720	320 – 480
Costi di esercizio e manutenzione (escluso comb.)	0,5 - 1	0,1 – 0,2
Efficienza elettrica	17 – 20%	23 – 30%
Recuperativo		
Costo di installazione (\$/kW)	750 – 900	400 - 600
Costi di esercizio e manutenzione (escluso comb.)	0,5 - 1	0,1 – 0,2
Efficienza elettrica	23 – 30%	38 – 42%

Tabella 22. Costi attuali e futuri (stime) dei sistemi con microturbina a gas.



Figura 15. Microturbina Turbec T100. Potenza elettrica 100 kW, potenza termica 155 kW, efficienza globale 77 % (www.turbec.com).

Attività di Ricerca e Sviluppo sulle microturbine

Gli elementi critici del sistema, verso cui sono rivolte le attività di R&S, sono i materiali ad alta temperatura (le palette del microespansore) (Figura 45), i recuperatori, i compressori per il gas combustibile e i sistemi ausiliari per il collegamento alla rete elettrica.

Il recupero termico attraverso i recuperatori/rigeneratori è fondamentale per elevare il rendimento a



Figura 45. Microcompressore (a destra) e microturbina in materiale ceramico (a sinistra) per applicazioni nella microgenerazione (1 kWe) (www.powermems.be).

Note tecniche:

Nominal mass flow: 20 g/s, Pressure ratio: 3.0

Power Compressor: 3800 W, Turbine: 5083 W

Net mechanical output: 1180 W .

T-s polytropic efficiency Compressor: 66 %, Turbine: 78 %

Turbine inlet temperature: 1200 K , Cycle efficiency Without recuperation: 11 %, With recuperation: 20 % .

valori competitivi con le altre tecnologie. Al medesimo scopo è rivolta la tendenza ad aumentare le temperature di lavoro, sia degli scambiatori stessi che della sezione ad alta temperatura dell'impianto. Le attività di R&S su questi componenti sono rivolte quindi, nel prossimo futuro, allo sviluppo di materiali ceramici e metallici ad alta temperatura.

Per quanto riguarda il rapporto di compressione, esiste un valore che massimizza il rendimento, valore che dipende dalle differenze di temperatura tra fluido caldo e fluido freddo che si instaurano nel recuperatore. Il miglior compromesso tra questi parametri fondamentali (temperatura di fiamma, rapporto di compressione e delta p al recuperatore) è anch'esso obiettivo della attività di R&S.

Anche lo studio della parte più strettamente elettrica della microturbina è importante, in quanto essa genera energia elettrica in corrente alternata ad alta frequenza che deve essere convertita in continua e successivamente in alternata compatibile con la rete.

Il rendimento globale delle microturbine trae quindi senz'altro beneficio dallo sviluppo delle prestazioni di componenti quali tiristori ed inverter, ai fini soprattutto dell'abbattimento dei costi.

Altro punto critico dello sviluppo delle microturbine è rappresentato dalla loro affidabilità. Da questo punto di vista, molto importanti sono le attività su parti più "convenzionali" come i cuscinetti della macchina, date le elevate velocità di rotazione di questa, e sulla diagnostica "on board" per il monitoraggio continuo delle caratteristiche di funzionamento e dei parametri operativi.

Le principali problematiche di R&S sulle microturbine sono riassunte nei tre obiettivi primari:

- l'aumento dell'efficienza della macchina e del ciclo complessivo;
- l'aumento della affidabilità del sistema;
- la riduzione dei costi.

Le attività di R&S di maggior interesse tecnologico che, in base a quanto detto, è possibile approntare si possono raggruppare come segue (Tabella 23):

- attività sulla combustione;
- attività sulla affidabilità di alcune componenti critiche della macchina (cuscinetti);
- attività sulla alimentazione della microturbina;
- attività di diagnostica e controllo;
- caratterizzazione ed ottimizzazione di cicli innovativi.

Tematica	Obiettivi
materiali avanzati, ad esempio ceramici per applicazioni ad elevata temperatura	✓ sviluppo di materiali ceramici per turbine, recuperatori e combustori per operare a temperature superiori; ✓ costruzione di materiali metallici ad alta temperatura in grosse quantità;
recuperatori/rigeneratori	✓ incremento delle prestazioni dei recuperatori mediante miglioramento dello scambio termico; ✓ incremento della vita media del componente; ✓ riduzione dei costi di produzione del componente attraverso semplificazione del disegno e della lavorazione;
compressori di gas naturale a basso costo integrati con il sistema	✓ progetto di compressori che possano essere integrati in maniera ottimale, sia dal punto di vista dimensionale sia di taglia, alle microturbine;
elettronica di potenza	✓ aumento dell'efficienza mediante minimizzazione delle perdite parassite ✓ riduzione dei costi;

Tabella 23. Orientamento delle attività di R & S sulla componentistica degli impianti con microturbine a gas.

1.1. Combustione

Le attività sulla combustione sono legate a due aspetti: la minimizzazione delle emissioni, in particolar modo degli NO_x e l'utilizzo di combustibili a base di idrogeno; il primo aspetto comporta l'ottimizzazione della fluidodinamica all'interno della camera di combustione, mediante l'utilizzo di codici quali FLUENT e CHEMKIN, ed attrezzature di diagnostica con tecniche di velocimetria laser, spettrometria molecolare mentre il secondo aspetto comporta lo studio della possibilità di adattare le camere di combustione esistenti o riprogettarle interamente. In tutti questi casi assumono particolare rilevanza le attività di simulazione numerica.

1.2. Affidabilità della macchina

La tenuta dei cuscinetti è uno degli elementi critici di tali macchine, data l'elevata velocità di rotazione alle quali lavorano. Come già accennato (Tabella 2), tali componenti possono essere ad aria o ad olio ma i primi - dal punto di vista sia della efficienza globale della macchina sia dei costi - sarebbero preferibili in quanto eliminerebbero la necessità del sistema di refrigerazione e di pompaggio dell'olio; per contro, i cuscinetti ad aria sono componenti di tecnologia meno matura e necessitano quindi di una seria attività di R&S, soprattutto per il loro funzionamento nelle situazioni di avvio e di fermata della macchina.

1.3. Alimentazione della microturbina

Le possibili attività riguardano due aspetti:

- la messa a punto o l'adattamento di un compressore (booster) del metano, ai fini della opportuna integrazione con la macchina e studio delle relative prestazioni;
- l'utilizzo di combustibili diversi dal gas naturale, in particolar modo dei biogas a basso potere calorifico: una delle possibili applicazioni delle microturbine è infatti il loro utilizzo con i biogas da discarica.

1.4. Caratterizzazione ed ottimizzazione di cicli innovativi.

Si pensa che le microturbine possano trovare un loro ottimale utilizzo nei cicli ibridi con celle a combustibile, consentendo a tali cicli di raggiungere efficienze di impianto molto elevate (oltre il 60 %). La realizzazione di un ciclo ibrido sperimentale ottenuto accoppiando opportunamente uno stack di celle SOFC da 20 kW con una microturbina da 3-5 kWe, rappresenterebbe una opportunità di enorme valore tecnico e scientifico.

SVILUPPO ANALITICO DEI COMPONENTI E SIMULAZIONE DELL'IMPIANTO SOFC-MGT

Con l'Attività di Ricerca argomentata nel lavoro oggetto della presente Relazione Tecnica, afferente all'Accordo di Collaborazione tra ENEA e Sapienza Università di Roma e contenuta nell'Accordo di Programma MSE-ENEA (Tema di Ricerca 5.2.5.11) si propone l'Analisi Tecnico-Implantistica di Sistemi Ibridi/Combinati Innovativi Fuel Cells-Turbogas che dovrebbero consentire incrementi di alcuni punti in percentuale del già elevato rendimento elettrico dei soli Sistemi a Fuel Cells. In tale ambito si è proposto di analizzare l'accoppiamento tra moduli SOFC, aventi temperature di funzionamento variabili dai 750 ai 1000 °C, e Microturbine, poste a valle del modulo elettrochimico e perciò alimentate dai gas esausti in uscita dallo stesso.

Considerato lo stato dell'arte della tecnologia delle celle a combustibile ad ossidi solidi e dei sistemi ibridi con microturbina, è stato deciso di studiare un sistema ibrido innovativo con moduli da 15-20 kW elettrici, da accoppiare a microturbine di taglia piccolissima, e basati su stack sofc da 5 kW nominali, per applicazioni nei settori residenziale e terziario per la cogenerazione stazionaria.

A partire da alcuni dati forniti dalla Società italiana SOFC-Power e dai dati di letteratura è stato realizzato un modello semplificato di stack sofc ed è stato implementato passo dopo passo l'innovativo impianto ibrido con microturbina a gas nel modo proposto. Per semplicità operativa, il layout relativo all'impianto è stato progettato e le simulazioni sono state effettuate introducendo i dati relativi ad un singolo stack da 5 kW nominali.

Nella configurazione adottata in questa prima fase di studio, ogni stack è alimentato da un flusso di gas ricco di idrogeno, prodotto dal reattore di steam methane reforming. Gli ulteriori elementi che compongono l'impianto sono il combustore catalitico, con il quale si riesce ad ottenere sia la combustione completa del combustibile residuo in uscita dallo stack che il riscaldamento dell'aria inviata al catodo dello stack e degli stream che percorrono il circuito, il compressore dell'aria in ingresso, la microturbina - di circa 3 kW di potenza elettrica netta massima - e vari scambiatori di calore dislocati opportunamente (Figura 1). Il combustibile ed il vapore in ingresso sono dapprima miscelati e, mediante scambio termico con i gas caldi provenienti dal combustore catalitico post-sofc, riscaldati sino alla temperatura ottimale di reforming (850 °C). Il gas riformato attraversa poi un'ulteriore scambiatore di calore al fine di ristabilire la temperatura più opportuna per l'ingresso nello stack (circa 800 °C). Gli esausti anodico e catodico sono miscelati e inviati ai combustori e cedono parte del loro calore anche all'aria fresca in ingresso nell'impianto prima di espandere nella microturbina. La pressione nominale dell'impianto è 3.5 bar.

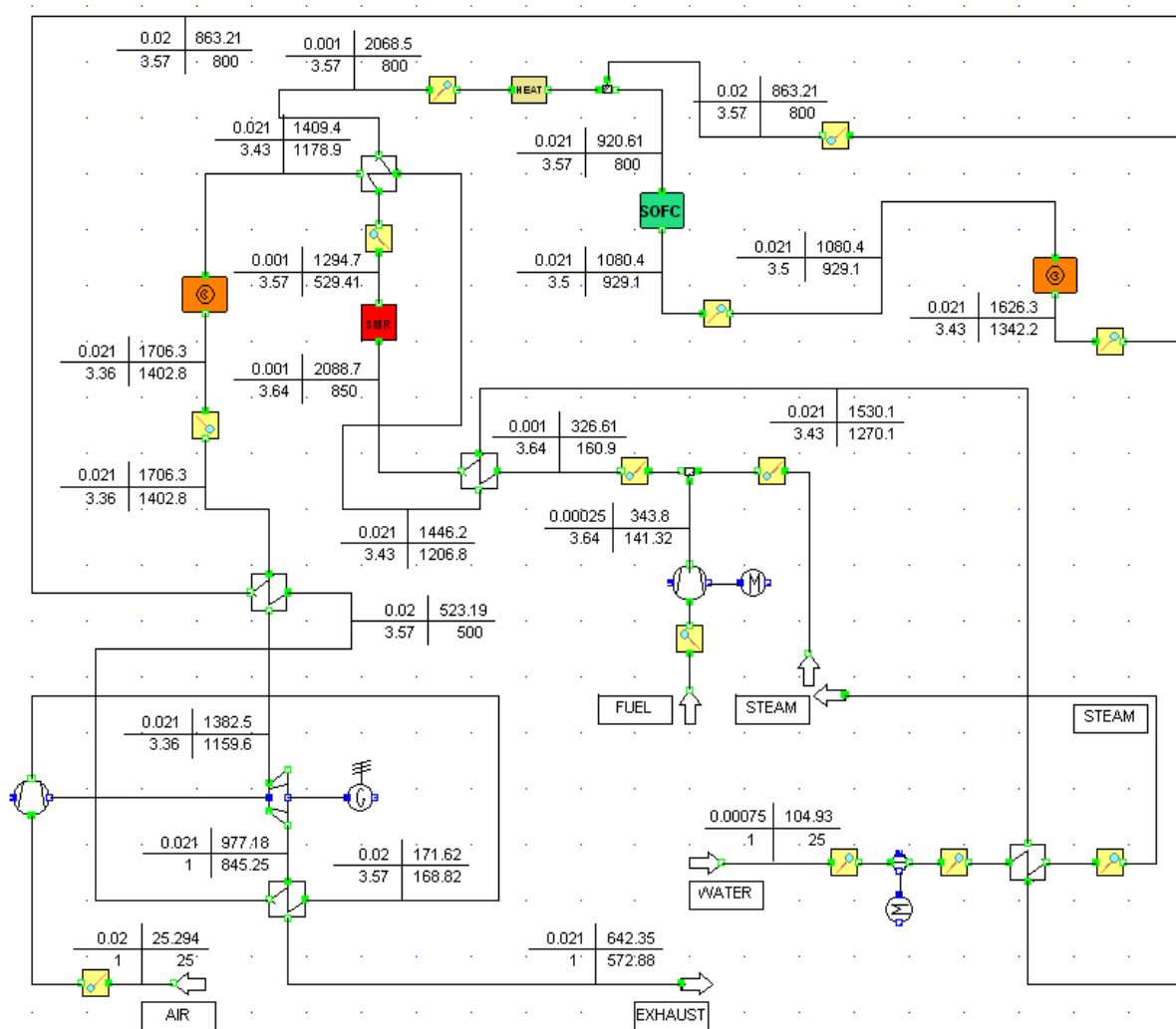


Figura 16. Esempio di layout di impianto considerato.

MODELLAZIONE DEI COMPONENTI

Scopo del lavoro non è lo studio degli processi che avvengono all'interno dei singoli componenti ma la definizione dei parametri globali di funzionamento dell'impianto, in una o più possibili configurazioni, in modo tale da analizzare le prime problematiche connesse al funzionamento degli stessi nella configurazione ibrida derivante dall'accoppiamento dei Moduli Elettrochimici con le Microturbine. Le analisi impiantistiche realizzate attraverso la simulazione analitica dei Sistemi Energetici, con la creazione di codici di calcolo dei modelli dei singoli componenti che integrano e si interfacciano completamente con il codice sorgente, permettono di individuare le applicabilità delle tecnologie, le possibilità in termini di prestazioni ed eventuali problematiche, dati che sarebbero altrimenti ottenibili con Progetti che prevedono la pratica realizzazione degli impianti e

che richiederebbero ingenti finanziamenti. Le difficoltà che si presentano nella realizzazione di un sistema in configurazione ibrida e dello studio delle Microturbine da accoppiare alle Celle a Combustibile, rende ancor più necessario uno studio iniziale dei fenomeni complessivi mediante l'utilizzo di un software di simulazione, potendo infatti ricavare dei dati utili per la realizzazione del sistema e degli elementi costituenti.

Al fine di sviluppare i modelli dei componenti ed effettuare le simulazioni dell'intero impianto è stato utilizzato il software di simulazione IPSE Pro 3.1[®], realizzato dalla società austriaca SimTech (Simulation Technology). IPSE lavora su piattaforma Windows[®] ed è estremamente flessibile per la riproduzione analitica di tutti quei processi appartenenti all'ingegneria energetica e di quelli ad essi riconducibili. Il pacchetto informatico di IPSE è composto da due ambienti, MDK e PSE. MDK (Model Development Kit) è l'ambiente di progettazione, nel quale è possibile realizzare i modelli dei singoli componenti mediante trascrizione del modello matematico in linguaggio MDL (Model Development Language)¹. PSE (Process Simulation Environment) è l'ambiente di processo, nel quale è possibile realizzare il flowsheet e le simulazioni dell'impianto. MDK e PSE sono integrati da opportuni algoritmi che permettono tempi di calcolo estremamente ridotti.

In IPSE il numero di variabili di ogni modello di calcolo realizzato deve risultare pari al numero di equazioni linearmente indipendenti, onde evitare la non convergenza alla soluzione². Le equazioni possono essere scritte anche in forma implicita, vantaggio di non poco conto se si considera che si possono avere equazioni di grado superiore al primo e trascendenti, ed è sempre da evitare la presenza di incognite a denominatore³. Nel protocollo di uscita, il software indica anche le warnings del sistema, spesso dovute all'approssimazione con cui si svolge il processo iterativo di calcolo. Non essendoci un opportuno controllo automatico sulle warnings si è costretti a prestarvi la massima attenzione.

Allo stato attuale e per conseguire i risultati richiesti con l'accordo di Collaborazione, l'Analisi tridimensionale o bidimensionale delle apparecchiature non è necessaria potendo risultare in sede a questo primo studio sicuramente parecchio onerosa. Per redigere un modello valido e nel contempo un codice di calcolo snello e minimizzare i problemi derivanti dai calcoli (facilità di convergenza alla soluzione) si rappresentano i relativi fenomeni ed il processo tutto tramite appositi modelli monodimensionali, in una trattazione a parametri concentrati, realizzati nel Linguaggio MDL di

¹ In MDK è presente una ricca libreria di modelli standard e inoltre tutti gli strumenti e i dati necessari per il calcolo stesso, quali ad esempio entalpie di formazione o derivate parziali delle funzioni di stato

² La ridondanza delle equazioni può, infatti, dare luogo a distorsioni prodotte all'atto del calcolo numerico. A volte si può verificare che, nonostante vi sia un surplus di informazioni, il software compia ugualmente il calcolo arrivando alla soluzione corretta. Questo problema dipende dal valore imposto alla variabile che se concorde con gli altri parametri calcolati allora non incide sul processo iterativo.

³ Il problema, peraltro abbastanza intuitivo, è quello della generazione di un valore nullo a denominatore durante il processo di successive iterazioni che permette di arrivare alla convergenza della soluzione.

IPSE Pro. Nella modellazione si porranno inoltre in essere alcune ipotesi semplificative del funzionamento dello Stack, del Reformer e del Combustore Catalitico.

Nonostante l'apparente semplicità assunta dalle Equazioni di Conservazione allorché sviluppate nella trattazione a parametri concentrati esse assumono validità del tutto generale, in quanto la loro formulazione analitica non prevede ipotesi fisiche restrittive. In realtà se la rappresentazione monodimensionale prevede un sistema di equazioni che si presenta in forma chiusa così non risulta per la modellazione matematica a parametri concentrati, in quanto diverse delle grandezze presenti a sistema non possono essere assunte né calcolate sulla base delle sole tre relazioni fondamentali (equazione di continuità, equazione della conservazione della quantità di moto, equazione dell'energia). Ciò vuol dire che dovranno essere utilizzate ulteriori equazioni ed ipotesi di semplificazione dei fenomeni allo scopo di bilanciare e ridurre in modo appropriato il numero delle incognite. L'applicazione delle equazioni nella forma a parametri concentrati deve essere, quindi, subordinata all'attenta analisi preliminare dei componenti e dei processi e deve essere verificata la correttezza delle ipotesi introdotte.

Per definire il comportamento dei componenti da modellare si utilizzano le seguenti forme analitiche:

- equazione di continuità;
- equazione di conservazione dell'energia;
- equazioni di equilibrio delle reazioni chimiche.

Stack di Celle ad Ossidi Solidi

Al fine di simulare il funzionamento dello Stack di SOFC sono stati proposti e sono disponibili in letteratura, nei vari linguaggi di programmazione, modelli di calcolo mono/bi/tridimensionali pur tuttavia, per quanto riportato nel paragrafo precedente, rimane senza dubbio conveniente una trattazione a parametri concentrati con l'introduzione di alcune ipotesi semplificative.

Le ipotesi seguenti sono formulate per il funzionamento sia della singola cella sia dello Stack:

- a) La temperatura di funzionamento di ogni singola cella è costante in ogni punto ed è pari alla temperatura alla quale avvengono le reazioni chimiche;

(Ogni cella, appartenente ad uno stesso Stack, lavora ad una temperatura lievemente differente dalle altre, differenza che è di una decina di gradi al massimo: essa è dovuta principalmente alla posizione che essa assume nello Stack ed ai vari processi irreversibili che possono o non avvenire man mano che ci si sposta

dall'asse geometrico di simmetria in entrambi i piani. In questa sede tale variazione può essere trascurata con conseguenze non significative)

b) la temperatura dei gas esausti in uscita dalle celle è pari alla temperatura di funzionamento delle stesse.

(I gas in ingresso impiegano pochissimi istanti per portarsi alla temperatura di lavoro: essa è allora la temperatura di equilibrio chimico, temperatura alla quale avvengono le reazioni)

c) le uniche reazioni significative sono le reazioni redox e la reazione di shift;

(La reazione di Reforming del metano in ingresso potrebbe apportare variazioni significative ai parametri di cella ma in questo primo studio non sarà considerata)

d) le reazioni di shift e redox avvengono contemporaneamente;

(Le loro costanti di equilibrio saranno riferite alle condizioni termodinamiche di funzionamento della cella)

e) le specie gassose hanno comportamento ideale;

(Si assume che esse avvengano in un solo step e non si considerano le reazioni intermedie che effettivamente potrebbero avvenire)

f) non vi sono scambi termici con l'ambiente esterno;

(Lo Stack è racchiuso in un vessel coibentato. Allo stato attuale non si conoscono le informazioni sullo scambio termico ma si può comunque supporre, in prima approssimazione, che l'isolamento riesca perfettamente)

g) le perdite dovute alle polarizzazioni di attivazione e di concentrazione (anodica e catodica) sono trascurabili;

h) sono trascurabili gli effetti della deposizione del carbonio e l'avvelenamento del catalizzatore;

i) la pila di celle si può schematizzare, nel suo complesso, come un'unica cella che presenta le caratteristiche globali del sistema;

Anodo e catodo sono interessati da un flusso continuo di combustibile ed ossidante che innescano, all'interno di ogni cella, le seguenti reazioni chimiche:

anodica primaria: $\text{H}_2 + \text{O}^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$

anodica secondaria: $\text{CO} + \text{O}^{2-} \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$

catodica: $\text{O}_2 + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{O}^{2-}$

water-gas shift: $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$

La reazione di shift non dà contributi al bilancio complessivo della massa, sviluppandosi e completandosi in seno all'anodo ma tende ad aumentare la quantità di idrogeno presente nel comparto anodico e quindi agisce riarrangiando le quantità delle specie chimiche presenti.

Considerando che gli ioni ossigeno passano dal catodo all'anodo incrementando -anche se di pochissimo- la portata massica anodica (e, conseguentemente, diminuendo la portata massica catodica), tenuto in conto che non vi è scambio di massa con l'esterno, indicando con m le portate in massa [kg/s], le equazioni da scrivere sono semplicemente due:

$$1. \quad m_{in,an} + m_{(O^{2-})} = m_{out,an}$$

$$2. \quad m_{in,cat} - m_{(O^{2-})} = m_{out,cat}$$

e sommando membro a membro:

$$3. \quad m_{in,an} + m_{in,cat} = m_{out,an} + m_{out,cat}$$

che è l'equazione di conservazione della massa del sistema.

Le portate massiche che entrano ed escono dai due ambienti della pila sono la somma delle singole portate di tutte le specie chimiche presenti, relazione esprimibile nella forma (4):

$$4. \quad m_{tot} = \sum m_j$$

Il software IPSE lavora in termini di portate molari e predispone per ogni flusso in ingresso o uscita da ogni componente 13 specie chimiche; per ipotesi, in questo caso, solo 5 specie prendono parte alle reazioni, per cui il sistema si semplifica notevolmente.

Per i composti che non partecipano alle reazioni le portate massiche in uscita sono pari a quelle in ingresso, dunque:

$$5. \quad m_{in,nr} = m_{out,nr}$$

dove il pedice *nr* ha il significato di *non reagente*. Questo accade all'anodo ed al catodo rispettivamente per: CH₄, C₂H₆, C₃H₈, O₂, H₂S, SO₂, N₂, Ar, Water e per H₂, CO, CO₂, H₂O, CH₄, C₂H₆, C₃H₈, H₂S, SO₂, N₂, Ar, Water.

Per quanto concerne le specie coinvolte nelle reazioni è da considerare che in ogni reazione chimica tanti reagenti si consumano quanto prodotti si formano. Le reazioni sono espresse in funzione dei coefficienti stechiometrici e per la *i*-ma specie chimica la portata molare è ricavabile dalla (6):

$$6. \quad n_i = \frac{m_i}{PM_i} \cdot 1000$$

dove PM_i è il peso molecolare [g/mol] e m_i è la portata massica [kg/s].

La quantità di ogni specie reagente, riferita alla portata massica globale, è (7):

$$7. \quad y_i = \frac{m_i}{m_{tot}}$$

nella quale y_i è la frazione in massa della specie i-ma. In definitiva si ottiene la portata molare di ogni singola specie (8):

$$8. \quad n_i = m_{tot} \cdot \frac{y_i}{M_i} \cdot 1000$$

Se x è la portata molare di idrogeno che reagisce nella reazione redox, y e z sono le portate molari di monossido di carbonio che reagiscono rispettivamente nella reazione di ossido-riduzione secondaria del monossido di carbonio e nella reazione di water-gas shift, e k è la portata molare dell'ossigeno reagente al catodo allora le portate molari uscenti dalla cella possono essere ricavate risolvendo il sistema seguente:

$$\begin{aligned} n_{H_2,out,an} &= n_{H_2,in,an} - x + z \\ n_{CO_2,out,an} &= n_{CO_2,in,an} + y + z \\ 9. \quad n_{CO,out,an} &= n_{CO,in,an} - y - z \\ n_{H_2O,out,an} &= n_{H_2O,in,an} + x - z \\ n_{O_2,out,cat} &= n_{O_2,in,cat} - r \end{aligned}$$

e ricordando che r moli di O_2 formano $2r$ moli di O^{2-} , in assenza di altre reazioni chimiche le quantità x ed y sono direttamente legate agli ioni ossigeno richiesti:

$$10. \quad 2 \cdot r = x + y$$

nelle quali la portata molare dei reagenti è legata al Fattore di Utilizzazione del Combustibile (FU) dalla seguente relazione:

$$11. \quad x + y = (n_{H_2, in, an} + n_{CO, in, an}) \cdot \frac{FU}{100}$$

Con la reazione di shift aumenta la quantità di idrogeno reagente. L'espressione del FU può essere presentata più chiaramente come segue (12):

$$12. \quad FU_{reale} = \frac{n_{H_2, in} - n_{H_2, out} + n_{H_2, interna} + n_{CO, in} - n_{CO, out} - n_{CO, interno}}{n_{H_2, in} + n_{H_2, interna} + n_{CO, in} + n_{CO, interno}} \cdot 100$$

È altresì necessario determinare il Fattore di Utilizzazione dell'Ossidante (OU). La portata di ossidante in ingresso che partecipa alle reazioni è essere legata alla portata molare di combustibile reagente dalla seguente (13):

$$13. \quad \frac{x + y}{2} = n_{O_2} \cdot \frac{OU}{100}$$

La costante di shift può essere calcolata in funzione delle pressioni parziali o delle portate molari (14) o ricorrendo alla correlazione sperimentale (15):

$$14. \quad K_{shift} = \frac{p_{H_2} \cdot p_{CO_2}}{p_{CO} \cdot p_{H_2O}} = \frac{n_{H_2} \cdot n_{CO_2}}{n_{CO} \cdot n_{H_2O}}$$

$$15. \quad K_{shift} = e^{\left(\frac{4276}{T} - 3.961\right)} \quad (\text{Fuel Cell Handbook 7th Edition})$$

Ricordando la reazione di Shift, nel caso in cui le SOFC funzionassero a 750°C il valore della costante di shift sarebbe pari a $K_{shift} = 1.23$ e il monossido di carbonio reagirebbe con il vapore d'acqua formando idrogeno ed anidride carbonica. Nel caso in cui la temperatura di funzionamento fosse di 800°C la costante di equilibrio assumerebbe il valore $K_{shift} = 1.02$ mentre nel caso di temperatura operativa pari a 850 gradi l'effetto sarebbe negativo, con la produzione di monossido di carbonio a spese dell'idrogeno $K_{shift} = 0.86$. Ciò dimostra che, nel caso in esame, la reazione di Shift può essere trascurata.

La relazione (16) risulta dall'applicazione del principio di conservazione dell'energia allo Stack, nella quale la somma delle potenze elettrica, termiche e chimiche in uscita devono eguagliare la somma delle potenze termiche e chimiche entranti all'anodo e al catodo:

$$16. \quad m_{in,an} \cdot h_{in,an} + \sum (m_{i,in} \cdot H_i) + m_{in,cat} \cdot h_{in,cat} = m_{out,an} \cdot h_{out,an} + \sum m_{i,out} H_i + m_{out,cat} \cdot h_{out,cat} + P_{el}$$

I gas che danno il loro contributo al potere calorifico complessivo del flusso entrante sono, per ipotesi, l'idrogeno, il monossido di carbonio ed il metano, trascurando perciò i piccoli contributi dovuti agli altri combustibili eventualmente presenti.

$$17. \quad H_t = m_{H_2} \cdot 119700 + m_{CO} \cdot 8400 + m_{CH_4} \cdot 50000$$

Nell'espressione della potenza chimica, calcolata in (17), con m_j si intendono le portate e le quantità numeriche sono le entalpie di combustione delle specie chimiche corrispondenti.

Le equazioni di conservazione della massa e di bilancio energetico del sistema sono strettamente legate dall'equazione di Nernst, nella quale figurano il potenziale di cella e le pressioni parziali dei reagenti e dei prodotti della reazione (18), nella quale E_0 è il potenziale nelle condizioni standard di pressione e temperatura. Infatti, le pressioni parziali possono essere, per la legge di Dalton, espresse dal prodotto della pressione totale p , al catodo o all'anodo, per le frazioni molari x_i (19) e la frazione molare della i -ma specie chimica è pari al rapporto tra la portata molare della stessa ed la portata molare totale (20).

$$18. \quad E = E_0 + \frac{RT}{4F} \cdot \ln \frac{p_{H_2,an} \cdot p_{CO,an} \cdot p_{O_2,cat}}{p_{H_2O,an} \cdot p_{CO_2,an}}$$

$$19. \quad p_i = p \cdot x_i$$

$$20. \quad x_i = \frac{n_i}{n_{tot}}$$

Per ipotesi, n_i sono le singole portate molari in uscita dai comparti anodico o catodico ed n_{tot} è la portata molare complessiva uscente dall'anodo o dal catodo, sicché l'equazione di Nernst si traduce nella seguente (21), in forma semplificata⁴:

$$4 \quad \text{Esplicitando i termini della (18) si ricava la (21): } E = E_0 + \frac{RT}{4F} \cdot \ln \left(\frac{p_{an} \cdot \frac{n_{H_2,an}}{n_{tot,an}} \cdot p_{an} \cdot \frac{n_{CO,an}}{n_{tot,an}} \cdot p_{cat} \cdot \frac{n_{O_2,cat}}{n_{tot,cat}}}{p_{an} \cdot \frac{n_{H_2O,an}}{n_{tot,an}} \cdot p_{an} \cdot \frac{n_{CO_2,an}}{n_{tot,an}}} \right)$$

$$21. \quad E = E_0 + \frac{RT}{4F} \cdot \ln \left(\frac{p_{cat}}{n_{tot,cat}} \cdot \frac{n_{H_2,an} \cdot n_{CO,an} \cdot n_{O_2,cat}}{n_{H_2O,an} \cdot n_{CO_2,an}} \right)$$

dalla quale, applicando le proprietà dei logaritmi, si ricava la (22) che ne declina quantitativamente il contributo di ogni termine.

$$22. \quad E = E_0 + \frac{RT}{4F} \cdot \ln \frac{p_{cat}}{n_{tot,cat}} + \frac{RT}{4F} n_{O_2,cat} + \frac{RT}{4F} \left(\frac{n_{H_2,an} \cdot n_{CO,an}}{n_{H_2O,an} \cdot n_{CO_2,an}} \right)$$

Ricavato il potenziale reversibile di cella è possibile ottenere la tensione reale, sottraendo al primo le perdite ohmiche (dovute alla resistenza al flusso di ioni nell'elettrolita e al flusso di elettroni attraverso gli elettrodi) in funzione della temperatura e della densità di corrente (23) o in funzione della sola densità di corrente (24):

$$23. \quad V = E - k \cdot \Delta T \cdot J \quad [\text{mV}] \quad (\text{Fuel Cell Handbook 7th Edition})$$

$$24. \quad V = E - k^* \cdot J \quad [\text{mV}] \quad (\text{Fuel Cell Handbook 7th Edition})$$

nella quale T è la temperatura in gradi Celsius e J è la densità di corrente. Le costanti k e k^* riportate in [bibliografia] risultano essere valide per densità di corrente al di sotto dei 400 mA/cm² quindi è necessario ricavare dette costanti raccordando le (23) e (24) con i dati sperimentali.

Nella tabella seguente sono riportati i dati sperimentali delle perdite ohmiche per unità di superficie e relative temperature operative e densità di corrente, esposte nella brochure tecnica di SOFCPower e ricavate nei test di laboratorio effettuati per le celle ASC-800 alle tensioni reali comprese tra 0.65 V e 0.75 V.

ASR [Ω·cm ²]	T [°C]	J [mA/cm ²]
0,4	750	730
0,29	800	970
0,2	850	1275

Dai dati reperiti si possono estrapolare le correlazioni (25) e (26) che legano, con approssimazioni trascurabili, i tre parametri operativi delle celle:

$$25. \quad ASR = -0.002 \cdot T + 1.8967$$

$$26. \quad ASR = -0.0004 \cdot J + 0.6574$$

Poiché ogni Stack SOFCPower di 1 kW è realizzato con 72 celle con area attiva ognuna di 50 cm² allora nelle tre condizioni la resistenza ohmica è rispettivamente pari a 0.008 Ω, 0.0058 Ω e 0.004 Ω e le cadute di tensione risultano rispettivamente 0.292 V, 0.281 V, 0.255 V.

Dalla (23) e dalla (25) è possibile ricavare l'espressione della costante k (27) a temperature e densità di corrente variabili:

$$\Delta V' = I \cdot R = J \cdot A \cdot R = J \cdot A \cdot \frac{ASR}{A} = J \cdot ASR$$

$$\Delta V'' = k \cdot \Delta T \cdot J$$

$$\Rightarrow J \cdot ASR = k \cdot \Delta T \cdot J \Rightarrow ASR = k \cdot \Delta T \rightarrow k = \frac{ASR}{\Delta T}$$

$$27. \quad k = \frac{ASR}{\Delta T} = \frac{-0.002 \cdot T + 1.8967}{T - 15}$$

e applicando la (27) al solo termine della caduta di tensione (perdite) della (23), per le condizioni di riferimento note, si ha:

$$k = 0.000539 \frac{\Omega \cdot cm^2}{^\circ C} \rightarrow \Delta V(750^\circ C) = 289.2 \text{ mV}$$

$$28. \quad k = 0.000377 \frac{\Omega \cdot cm^2}{^\circ C} \rightarrow \Delta V(800^\circ C) = 287.1 \text{ mV}$$

$$k = 0.000236 \frac{\Omega \cdot cm^2}{^\circ C} \rightarrow \Delta V(850^\circ C) = 251.2 \text{ mV}$$

Mentre a temperatura costante l'Area Specific Resistance è la costante di raccordo tra le cadute di tensione e la densità di corrente operativa (29).

Dal confronto tra i risultati sperimentali (nella tabella precedente) e quelli calcolati (28) si deduce che la (23) è applicabile introducendo la costante k come in (27) oppure, a temperatura costante, applicando la (24) e la costante k^* come in (29).

$$29. \quad \Delta V' = I \cdot R = J \cdot A \cdot \frac{ASR}{A} = J \cdot ASR$$

$$\Delta V'' = k^* \cdot J \Rightarrow ASR = k^*$$

Applicando le correlazioni sperimentali riportate in [Fuel Cell Handbook] si sarebbero ottenute cadute di tensione molto differenti da quelle reali. I risultati ottenuti (28) dimostrano la correttezza della trattazione.

Se la pressione operativa delle celle è superiore a quella atmosferica è possibile tener conto delle cadute di tensione causate dalla variazione della pressione stessa sottraendo alle (23) o (24) il valore calcolato con la formula empirica (30):

$$30. \quad \Delta V_p = 59 \cdot \log \frac{p_2}{p_1} \text{ [mV]}$$

La potenza elettrica che figura nella (16) è la potenza elettrica reale in uscita (23) o (24) mentre la potenza elettrica ideale è calcolata considerando il potenziale reversibile (25), nelle quali per *Area* si intende la superficie esposta, denominata *Area Attiva* e il coefficiente a denominatore è inserito per esprimere le potenze in kW; per il calcolo delle efficienze si considerano le seguenti definizioni di Efficienza Elettrochimica (o rendimento di cella) [Biblio], Efficienza di Stack [Biblio] e di Efficienza Termochimica:

$$31. \quad P_{el, reale} = \frac{Area \cdot celle \cdot J \cdot V}{10^6}$$

$$32. \quad P_{el} = \frac{Area \cdot celle \cdot J \cdot E}{10^6}$$

$$33. \quad eff_{elettrochimica} = \frac{V}{E} \cdot 100$$

$$34. \quad eff_{stack} = \frac{P_{el, reale}}{\sum (m_{i, in} \cdot H_i)}$$

La (34) è la frazione di potenza elettrica prodotta rispetto alla potenza termochimica entrante ed è un parametro molto utile per verificare la bontà del modello realizzato⁵.

Il modello consta di otto sezioni fondamentali. Per simulare il funzionamento dello stack è necessario dichiarare, in PSE, i seguenti parametri costruttivi:

- o area attiva totale dello stack;
- o numero di celle che formano lo stack;

⁵ L'efficienza di una cella a combustibile ad ossidi solidi è compresa tra il 50% ed il 60%.

imporre le seguenti variabili:

- o cadute di pressione nello stack;
- o uno tra i parametri operativi dello stack (ad esempio J o FU);

e fissare le condizioni termodinamiche al contorno:

- o portate massiche in ingresso;
- o composizione delle correnti gassose in ingresso;
- o temperatura e pressione delle correnti in ingresso.

Reformer

I Reformer sono reattori chimici realizzati al fine di convertire un gas in ingresso in una miscela di gas ricca di idrogeno, costituiti generalmente da un corpo metallico nel quale il fluido termovettore e quello da riformare scambiano calore attraverso scambiatori a superficie a letto catalitico che ne costituiscono l'interfaccia.

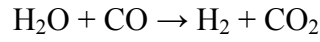
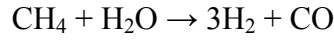
Per la realizzazione del modello adatto alle simulazioni è prevista una trattazione analitica a parametri concentrati nella quale sono fondamentali le seguenti ipotesi semplificative:

- a) le specie gassose hanno comportamento ideale;
- b) le uniche reazioni significative sono la reazione di reforming e quella di water-gas shift;
- c) le reazioni di reforming e di shifting avvengono contemporaneamente;
- d) la temperatura di funzionamento è costante in ogni punto ed è pari alla temperatura alla quale avvengono le reazioni chimiche (temperatura di equilibrio);
- e) la temperatura dei gas uscenti dal reformer è uguale alla temperatura di funzionamento;
- f) le perdite termiche sono trascurabili;

(Così come lo stack, anche il Reformer è posizionato all'interno di un vessel coibentato ad alta resistenza termica - cfr. ipotesi f Stack SOFC)

- g) l'avvelenamento del catalizzatore ad opera di eventuali particolari composti chimici presenti nei gas è trascurabile.

Come già evidenziato nelle pagine dedicate alla modellazione dello Stack SOFC, le specie chimiche presenti di default in IPSE sono tredici ma l'ipotesi b) del presente paragrafo individua le specie che, all'interno del Reformer, partecipano alle reazioni. Le reazioni di steam reforming e water-gas shift (rispettivamente endotermica ed esotermica se sviluppate nel verso dei reagenti) sono le seguenti:



e le specie coinvolte sono CH_4 , H_2O , H_2 , CO , CO_2 . Se si definisce la portata molare di metano x che reagisce nella reazione di reforming e la portata molare di monossido di carbonio y che reagisce nella reazione di water-gas shift, il sistema matematico che individua il processo chimico è definito dalle equazioni (1) e dalle relazioni (2) e (3), che insieme identificano il grado di avanzamento delle reazioni in funzione delle pressioni parziali e delle portate molari.

$$n_{\text{H}_2} = n_{\text{H}_2,\text{in}} + 3 \cdot x + y;$$

$$n_{\text{CO}_2} = n_{\text{CO}_2,\text{in}} + y;$$

$$35. \quad n_{\text{CO}} = n_{\text{CO},\text{in}} + x - y;$$

$$n_{\text{H}_2\text{O}} = n_{\text{H}_2\text{O},\text{in}} - x - y;$$

$$n_{\text{CH}_4} = n_{\text{CH}_4,\text{in}} - x.$$

$$36. \quad K_{\text{ref}} = \frac{p_{\text{H}_2}^3 \cdot p_{\text{CO}}}{p_{\text{CH}_4} \cdot p_{\text{H}_2\text{O}}} = \left(\frac{p}{n_{\text{tot}}} \right)^2 \cdot \frac{n_{\text{H}_2}^3 \cdot n_{\text{CO}}}{n_{\text{CH}_4} \cdot n_{\text{H}_2\text{O}}}$$

$$37. \quad K_{\text{shift}} = \frac{p_{\text{H}_2} \cdot p_{\text{CO}_2}}{p_{\text{CO}} \cdot p_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{n_{\text{H}_2} \cdot n_{\text{CO}_2}}{n_{\text{CO}} \cdot n_{\text{H}_2\text{O}}}$$

Le costanti di reazione possono essere determinate utilizzando le correlazioni (4) [6b] e (5) [6d].

$$38. \quad \log K_{\text{ref}} = AT^4 + BT^3 + CT^2 + DT + E$$

$$39. \quad K_{\text{shift}} = e^{\left(\frac{4276}{T} - 3.961 \right)}$$

Per ognuna delle otto specie chimiche che non partecipano alle reazioni si impone la conservazione della massa (6), ove il pedice *nr* indica che si tratta di specie *non reagenti*. Esse sono: Water, Ar, C_2H_6 , C_3H_8 , H_2S , N_2 , O_2 , SO_2 .

$$40. \quad m_{in,nr} = m_{out,nr}$$

Per tutte le specie chimiche presenti si può, infine, effettuare la conversione da portata massica a portata molare (7):

$$41. \quad n_i = \frac{m_i}{M_i} \cdot 1000$$

La quantità di ogni specie riferita alla portata massica globale è (8):

$$42. \quad y_i = \frac{m_i}{m_{tot}}$$

nella quale y_i è la frazione in massa della specie i-ma. Combinando le (7) e (8) si ottiene il flusso molare della specie i-ma (9) e la sua frazione molare nella corrente (10):

$$43. \quad n_i = m_{tot} \cdot \frac{y_i}{M_i} \cdot 1000$$

$$44. \quad x_i = \frac{n_i}{n_{tot}}$$

Per la chiusura del sistema di equazioni si applica, infine, il principio di conservazione dell'energia tra gli stati iniziale e finale che non avendo né sorgenti né dissipatori di calore (processo di reforming ideale) e non avendo alcun organo meccanico capace di compiere lavoro, è riportato nella forma (11).

$$45. \quad m_{in,SMR} \cdot h_{in} - q_{-reaz_{ref}} \cdot x + q_{-reaz_{shift}} \cdot y = m_{out,SMR} \cdot h_{out}$$

Al fine di simulare in IPSE il corretto funzionamento del Reformer è necessario dichiarare le seguenti variabili:

- o cadute di pressione;

e fissare le condizioni termodinamiche al contorno (in ingresso):

- o portata massica;
- o composizione delle correnti gassose;

- o temperatura e pressione degli stream.

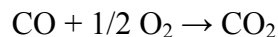
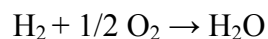
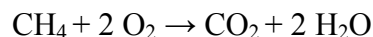
Combustore

Come per lo Stack di SOFC ed il Reformer, anche la modellazione del Bruciatore per la post-combustione degli esausti provenienti dalla Sezione Elettrochimica prevede una trattazione analitica in un modello a parametri concentrati assumendo le seguenti ipotesi semplificative:

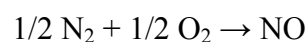
- a) le specie gassose hanno comportamento ideale;
- b) le uniche reazioni di combustione significative sono quelle del metano, dell'idrogeno e del monossido di carbonio;
- c) le reazioni di combustione avvengono completamente e contemporaneamente;
- d) la temperatura di funzionamento è costante in ogni punto ed è pari alla temperatura alla quale avvengono le reazioni chimiche (temperatura di equilibrio);
- e) la temperatura dei gas esausti è uguale alla temperatura di funzionamento;
- f) si considera la formazione degli ossidi di azoto e di zolfo;
- g) le perdite termiche sono trascurabili;

(Si suppone che anche il Bruciatore sia posizionato all'interno di un vessel coibentato ad alta resistenza termica - cfr. ipotesi f Stack SOFC)

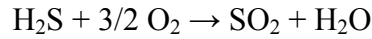
Ipotizzando che le specie combustibili siano quelle di cui all'ipotesi -d, si considerano le seguenti reazioni:



Gli ossidi di azoto (NO_x) possono essere generati nei processi di combustione ad alta temperatura, per reazione tra l'azoto e l'ossigeno presenti nella camera di combustione. Considerando la sola formazione di monossido di azoto (NO):



Il gas naturale contiene anche una piccola percentuale di solfuro di idrogeno (H_2S) che può portare alla formazione di anidride solforosa (SO_2):



Per temperature intorno ai 1400 K (temperature di combustione previste per gli esausti di stack di celle ad ossidi solidi) le costanti di equilibrio delle tre reazioni di combustione risultano molto maggiori di 1 e quindi è nettamente favorita la formazione dei prodotti a discapito dei reagenti.

Per quanto riguarda le altre due reazioni considerate, l'azoto si ritroverà negli esausti di combustione quasi totalmente sottoforma molecolare (la costante di equilibrio è molto minore di 1) mentre l'eventuale piccolissima quantità di solfuro di idrogeno ancora presente (è bene che venga eliminato prima dell'ingresso nello stack sofc) verrà trasformato integralmente in biossido di zolfo (la costante di equilibrio è molto maggiore di 1).

Se x , y e z sono, in ordine, le portate molari di metano, idrogeno e monossido di carbonio che reagiscono allora le portate molari in uscita, sono date dalla (1):

$$\begin{aligned} n_{\text{CH}_4, \text{out}} &= n_{\text{CH}_4, \text{in}} - x; \\ n_{\text{H}_2, \text{out}} &= n_{\text{H}_2, \text{in}} - y; \\ n_{\text{CO}, \text{out}} &= n_{\text{CO}, \text{in}} - z; \\ 1. \quad n_{\text{CO}_2, \text{out}} &= n_{\text{CO}_2, \text{in}} + x + z; \\ n_{\text{H}_2\text{O}, \text{out}} &= n_{\text{H}_2\text{O}, \text{in}} + 2 \cdot x + y; \\ n_{\text{O}_2, \text{out}} &= n_{\text{O}_2, \text{in}} - 2 \cdot x - 1/2 \cdot y - 1/2 \cdot z \end{aligned}$$

Per determinare il grado di avanzamento delle reazioni chimiche si considerano le espressioni per il calcolo delle costanti di equilibrio (2-4), in funzione delle pressioni parziali o delle portate molari, e ci si avvale delle rispettive equazioni di Arrhenius (5), nelle quali per semplicità modellistico-progettuale il termine ΔG^0 è riferito alla temperatura (prevista) di 1400 K:

$$\begin{aligned} 2. \quad K_{(\text{CH}_4)} &= \frac{p_{\text{CO}_2} \cdot p_{\text{H}_2\text{O}}^2}{p_{\text{CH}_4} \cdot p_{\text{O}_2}^2} = \frac{n_{\text{CO}_2} \cdot n_{\text{H}_2\text{O}}^2}{n_{\text{CH}_4} \cdot n_{\text{O}_2}^2} \\ 3. \quad K_{(\text{H}_2)} &= \frac{p_{\text{H}_2\text{O}}}{p_{\text{H}_2} \cdot p_{\text{O}_2}^{1/2}} = \left(\frac{n_{\text{tot}}}{p} \right)^{1/2} \cdot \frac{n_{\text{H}_2\text{O}}}{n_{\text{H}_2} \cdot n_{\text{O}_2}^{1/2}} = \frac{n_{\text{H}_2\text{O}}}{n_{\text{H}_2} \cdot n_{\text{O}_2}^{1/2}} \cdot RT^{1/2} \\ 4. \quad K_{(\text{CO})} &= \frac{p_{\text{CO}_2}}{p_{\text{CO}} \cdot p_{\text{O}_2}^{1/2}} = \left(\frac{n_{\text{tot}}}{p} \right)^{1/2} \cdot \frac{n_{\text{CO}_2}}{n_{\text{CO}} \cdot n_{\text{O}_2}^{1/2}} = \frac{n_{\text{CO}_2}}{n_{\text{CO}} \cdot n_{\text{O}_2}^{1/2}} \cdot RT^{1/2} \\ 5. \quad K_{\text{Reazione}} &= e^{-\frac{\Delta G^0}{RT}} \end{aligned}$$

Se il quantitativo di combustibile introdotto è ossidato completamente le portate molari reagenti x , y , z ed r sono pari alle rispettive portate molari in ingresso.

Allo stesso modo, per le altre due reazioni le costanti di equilibrio risultano dalle (6-7) e dalle rispettive equazioni di Arrhenius (5):

$$6. \quad K_{(N_2)} = \frac{p_{NO}}{p_{N_2}^{1/2} \cdot p_{O_2}^{1/2}} = \frac{n_{NO}}{n_{N_2}^{1/2} \cdot n_{O_2}^{1/2}}$$

$$7. \quad K_{(H_2S)} = \frac{p_{SO_2} \cdot p_{H_2O}}{p_{H_2S} \cdot p_{O_2}^{3/2}} = \left(\frac{n_{tot}}{p} \right)^{1/2} \cdot \frac{n_{SO_2} \cdot n_{H_2O}}{n_{H_2S} \cdot n_{O_2}^{3/2}} = \frac{n_{SO_2} \cdot n_{H_2O}}{n_{H_2S} \cdot n_{O_2}^{3/2}} \cdot RT^{1/2}$$

Per ognuna delle quattro specie che non partecipano alle reazioni si impone che le portate massiche entranti siano pari a quelle uscenti (Water, Ar, C₂H₆, C₃H₈):

$$8. \quad m_{in,nr} = m_{out,nr}$$

ove, al solito, il pedice nr indica che si tratta di specie *non reagenti*.

Analogamente a quanto fatto per il modello dello Stack, è necessaria la conversione da portate massiche a portate molari per tutte le specie chimiche presenti (9), e la definizione della quantità di specie chimica riferita alla portata massica globale (10):

$$9. \quad n_i = \frac{m_i}{M_i} \cdot 1000$$

$$10. \quad y_i = \frac{m_i}{m_{tot}}$$

nella quale y_i è la frazione in massa della specie i -ma. Combinando le (9) e (10) si ottiene il flusso molare della specie i -ma (11) e la sua frazione molare nella corrente gassosa (12). Infine, l'applicazione del principio di conservazione della massa all'intero sistema assicura il controllo delle masse di tutte le specie chimiche all'interno del reattore (13).

$$11. \quad n_i = m_{tot} \cdot \frac{y_i}{M_i} \cdot 1000$$

$$12. \quad x_i = \frac{n_i}{n_{tot}}$$

$$13. m_{in} = m_{out}$$

L'applicazione del principio di conservazione dell'energia restituisce il valore dell'entalpia dei gas di scarico (14):

$$14. m_{in,Burner} \cdot h_{in} + q_{reaz_1} \cdot x + q_{reaz_2} \cdot y + q_{reaz_3} \cdot z + q_{reaz_4} \cdot r = m_{out,CB} \cdot h_{out}$$

Per il buon funzionamento del modello in IPSE, è necessario dichiarare in PSE le seguenti variabili:

o cadute di pressione;

e fissare le condizioni termodinamiche al contorno (in ingresso):

- o portata massica;
- o composizione delle correnti gassose;
- o temperatura e pressione degli stream.

Microturbina

Per quanto riguarda l'analisi del comportamento della microturbina, non avendo a disposizione curve caratteristiche particolari di microturbine da accoppiare al sistema sofc ci si avvale della formula di Flugel (modello di Wang) per parametrizzare il valore del numero di giri (percentuale sul valore massimo relativo alla prova), nella quale:

$$\frac{m}{m_d} = \alpha \cdot \sqrt{\frac{T3_d}{T3}} \cdot \sqrt{\frac{\pi^2 - 1}{\pi_d^2 - 1}}$$

e nella quale i parametri contraddistinti dal pedice sono i valori di riferimento nelle condizioni di progetto (portata di fluido in ingresso, temperatura massima di ingresso, rapporto di compressione). Il parametro α è invece definito dalla relazione seguente, nella quale n_d è la velocità di rotazione di progetto.

$$\alpha = \sqrt{1,4 - 0,4 \frac{n}{n_d}}$$

Appendice A - Calore specifico e variazione dell'Entalpia di formazione

IPSE non contiene alcuna libreria riferita al monossido di azoto quindi, per calcolare l'entalpia di formazione alla temperatura di combustione, ci si può avvalere di una delle relazioni di Maxwell (15) che integrata tra le temperature T e 298 K consente di determinare l'entalpia di formazione alla temperatura di lavoro (16):

$$15. \frac{\partial \Delta H}{\partial T} = \Delta c_p$$

$$16. \Delta H_T = \Delta H_{298} + \int_{298}^T \Delta c_p \cdot dT$$

La variazione del calore specifico tra le temperature di integrazione è data dalla (17) e il calore specifico è funzione della temperatura secondo la relazione (18) [fuel cell handbook].

$$17. \Delta c_p = \Delta c_p(\text{prodotti}) - \Delta c_p(\text{reagenti})$$

$$18. c_p = a + b \cdot T + c \cdot T^2$$

nel caso specifico, considerando i coefficienti stechiometrici di reazione, la (17) potrebbe essere scritta in funzione delle correlazioni (18) ricavabili da [Perry] come in (19):

$$19. \Delta c_p = 2 \cdot c_p(\text{NO}) - c_p(\text{N}_2) - c_p(\text{O}_2)$$

In realtà, gli scopi puramente estimativi di questa analisi, relativa ad alcuni inquinanti dell'azoto e dello zolfo, consentono di semplificare il calcolo. Per temperature di combustione comprese tra 1100 K e 1400 K il calore specifico dell'ossido di azoto assume valori compresi tra 33.990 J/(K mol) e 35.234 J/(K mol) e quindi, avendo previsto una temperatura di combustione intorno ai 1400 K , con buona approssimazione può essere considerato pari a 34.883 J/(K mol) . Allo stesso modo si assumono i valori 34.883 J/(K mol) e 34.883 J/(K mol) rispettivamente per il calore specifico dell'azoto e dell'ossigeno.

Per il range di temperature considerato e a calore specifico costante, l'entalpia risulta dalla (20), nota $\Delta H_{298} = 91.277\text{ kJ/mol}$:

$$20. \Delta H_T = \Delta H_{298} + \Delta c_p \cdot \Delta T$$

Si è fatto riferimento, allo scopo di presentare un'esposizione semplice dal punto di vista formale, al modello di gas ideale (ovvero gas perfetto con calori specifici costanti) mentre - sia nei calcoli prodotti con IPSE che in quelli prodotti dai codici simulativi autonomi - è stato usato un modello a calore specifico variabile con la temperatura (necessario ai fini di un'accettabile accuratezza dei risultati, date le forti escursioni termiche - dell'ordine di 700/800 °C - del fluido in seno al gruppo μ GT).

Appendice B - Cenni su alcune sostanze inquinanti trattate nella modellazione

Il monossido di carbonio è un gas tossico, incolore ed inodore che si forma dalla combustione incompleta degli idrocarburi presenti in carburanti e combustibili. Legandosi all'emoglobina al posto dell'ossigeno, impedisce una buona ossigenazione del sangue con conseguenze dannose sul sistema nervoso e cardiovascolare.

Il biossido di zolfo è un gas incolore, dall'odore pungente e irritante a basse concentrazioni, mentre a concentrazioni superiori può dar luogo a irritazioni delle mucose nasali, bronchiti e malattie polmonari. Si forma nel processo di combustione per ossidazione dello zolfo presente nei combustibili solidi e liquidi (carbone, olio combustibile, gasolio).

Il biossido di azoto è un gas di colore rosso bruno, di odore pungente e altamente tossico che si forma prevalentemente in atmosfera per ossidazione del monossido di azoto che si forma nei processi di combustione. È un gas irritante per l'apparato respiratorio e per gli occhi che può causare anche edemi polmonari e il decesso.

Il solfuro di idrogeno è un gas incolore dall'odore caratteristico di uova marce, idrosolubile con caratteristiche debolmente acide e riducenti, estremamente tossico poiché irritante e asfissiante e per inalazione può causare la morte. Nei confronti dei materiali mostra una discreta aggressività per i metalli, provocandone un rapido deterioramento. È presente in prevalenza nelle emissioni delle zone vulcaniche e geotermiche ed è un coprodotto indesiderato in alcuni processi industriali.

SIMULAZIONI

Nel layout di sistema ibrido considerato, riportato in Figura 1, e per tutte le prove che seguiranno è stato mantenuto il rapporto massimo 1:3 tra la portata di combustibile e la portata di vapore, al fine di evitare i problemi di deposizione del carbonio, tipici dei meccanismi della reazione di Boudouard per rapporti al di sopra di tale valore. La quantità di aria richiesta dallo stack è stata imposta in modo da controllare opportunamente le temperature dei gas affluenti allo stack stesso. I parametri di calcolo relativi ai rendimenti isoentropici e meccanici delle micro-turbomacchine sono stati ricavati dai dati di letteratura.

I risultati della prima simulazione sono riportati di seguito e in generale hanno mostrato di essere in accordo con le previsioni; in particolare, il rapporto tra la potenza elettrica netta generata dalla microturbina e la potenza elettrica generata dallo stack risulta essere pari a circa 1/3. L'efficienza elettrica dello stack, calcolata e pari al 50% circa, confermerebbe il valore comunicato da SOFC-Power. Tuttavia, l'analisi termica dell'intero impianto ha mostrato che le temperature dei gas affluenti nello stack e uscenti da esso risultano perfettamente bilanciate ma, malgrado siano effettuati dei recuperi termici, le temperature dei gas uscenti dai bruciatori risulterebbero ancora notevolmente elevate. Verosimilmente, ciò potrebbe comportare difficoltà progettuali e costruttive, difficili da superare, soprattutto per quanto riguarda gli scambiatori ad alto flusso termico e la microturbina. Una possibile soluzione potrebbe essere l'incremento della portata di aria ma è stato verificato che ciò comporterebbe variazioni delle temperature degli stream non compatibili con il corretto funzionamento dello stack. Il problema delle alte temperature, messo in evidenza dalla simulazione a carico nominale, è stato egregiamente risolto modificando la configurazione del layout di impianto (Figura 2). L'ottimizzazione termica del sistema ibrido è stata ottenuta modificando i percorsi di scambio termico. In tal caso, il trasferimento di calore dal fluido caldo a quello freddo avviene a mezzo degli esausti di cella - per quanto concerne il riscaldamento dei gas anodici - e ad opera degli esausti di post-combustione - per quanto concerne i gas catodici, e inoltre, nelle condizioni di carico nominale, la temperatura massima di impianto risulta di circa 1250 °C (nel post-combustore) ed è completamente compatibile con le attuali possibilità ingegneristiche e inoltre la temperatura degli esausti di post-combustione in ingresso nella microturbina è di circa 1000 °C ed è, anche in questo caso, compatibile con le attuali possibilità tecnologiche. La temperatura dei gas esausti in uscita dall'impianto - pari a circa 350 °C - risulta notevolmente più adatta ai fini cogenerativo-residenziali.

Di seguito sono riportati i dati relativi alla simulazione nelle condizioni nominali dell'impianto modificato e le composizioni chimiche in ingresso nello stack e nella microturbina.

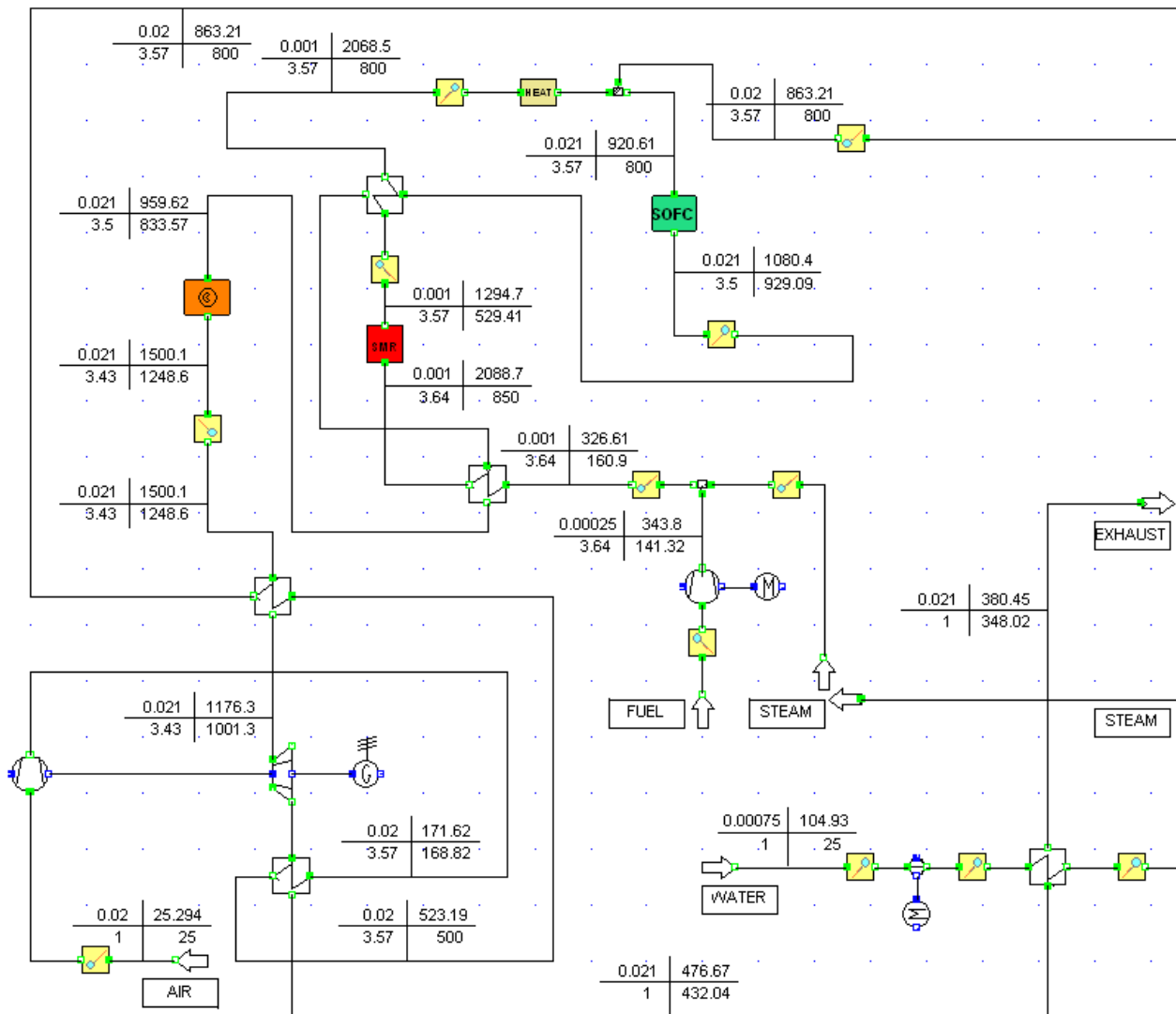


Figura 2. Flowsheet del Layout di impianto modificato.

Risultati della simulazione del sistema ibrido a carico nominale nella nuova configurazione

Portate nominali in ingresso:

aria: 0.02 kg/s
 combustibile: 0.00025 kg/s
 vapore: 0.00075 kg/s
 microturbina: 0.021 kg/s

Parametri di calcolo:

Fattore di utilizzazione idrogeno: 60%
 Pressione operativa: 3.5 bar
 Temperatura di ingresso sofc: 800°C
 Rendimento isoentropico compressore: 0.9
 Rendimento isoentropico microturbina: 0.9
 Rendimento meccanico compressore: 0.75
 Rendimento meccanico microturbina: 0.85

Risultati SOFC nella configurazione nominale:

potenza elettrica: 6.47 kW
temperatura di uscita: 929 °C
efficienza elettrica: 50.7 %

Risultati Microturbina nella configurazione nominale:

potenza elettrica netta 2.85 kW
temperatura di ingresso: 1000 °C
efficienza microturbina: 24.8 %
efficienza globale sistema: 68.2 %

Composizione chimica dei gas in ingresso nello stack							
	frazione molare [%]						
	O2	N2	CO2	H2O	CH4	CO	H2
Anodo	0	0	5,9	50,6	15,4	0,77	27,3
Catodo	21	79	0	0	0	0	0

Composizione chimica dei gas uscenti dal post-combustore							
	frazione molare [%]						
	O2	N2	CO2	H2O	CH4	CO	H2
Post-combustore	14.33	72.21	2.88	10.58	0	0	0

Valori dell'efficienza isoentropica dell'ordine del 90 % sono realistici per macchine di grandi taglie. Ai fini pratici, così, è stato ripetuto il calcolo considerando efficienze del 75 % per la microturbina e del 70 % per il compressore. Ne è conseguito un forte calo dei rendimenti di impianto (globale e di microtrubogas) che sono - adesso - pari al 53.5 % e al 21.7 %, e una notevole diminuzione della potenza erogata dal gruppo micro-turbocompressore, pari a poco più di 1 kWe per ogni 15 kW sofc installati.

ANALISI DI SENSITIVITA'

I risultati seguenti si riferiscono a prove effettuate sulla sezione elettrochimica, al variare della FU. I risultati mostrano la bontà del modello di simulazione realizzato. Nella Figura 3 è mostrato l'andamento della tensione di cella al variare del fattore di utilizzazione del combustibile e al variare della densità di corrente.

Dai risultati ottenuti dalla simulazione dell'impianto proposto, variando il fattore di utilizzazione del combustibile, emerge che la sezione elettrochimica raggiunge l'optimum del funzionamento quanto $FU = 60 \%$.

Parametri di calcolo:

Fattore di utilizzazione idrogeno:	40%
Pressione operativa:	3.5 bar
temperatura di ingresso sofc:	800 °C

Risultati SOFC:

potenza elettrica:	6.56 kW
temperatura di uscita:	888 °C
efficienza elettrica:	51.4 %
tensione di cella:	585 mV
densità di corrente:	624 mA/cm ²

Parametri di calcolo:

Fattore di utilizzazione idrogeno:	50%
Pressione operativa:	3.5 bar
temperatura di ingresso sofc:	800 °C

Risultati SOFC:

potenza elettrica:	6.52 kW
temperatura di uscita:	908 °C
efficienza elettrica:	51.1 %
tensione di cella:	577 mV
densità di corrente:	627 mA/cm ²

Parametri di calcolo:

Fattore di utilizzazione idrogeno:	60%
Pressione operativa:	3.5 bar
Temperatura di ingresso sofc:	800°C

Risultati SOFC:

potenza elettrica:	7.66 kW
temperatura di uscita:	929°C
efficienza elettrica:	50.7%

Parametri di calcolo:

Fattore di utilizzazione idrogeno:	70%
Pressione operativa:	3.5 bar
temperatura di ingresso sofc:	800 °C

Risultati SOFC:

potenza elettrica: 6.41 kW
 temperatura di uscita: 949 °C
 efficienza elettrica: 50.2 %
 tensione di cella: 558 mV
 densità di corrente: 639 mA/cm²

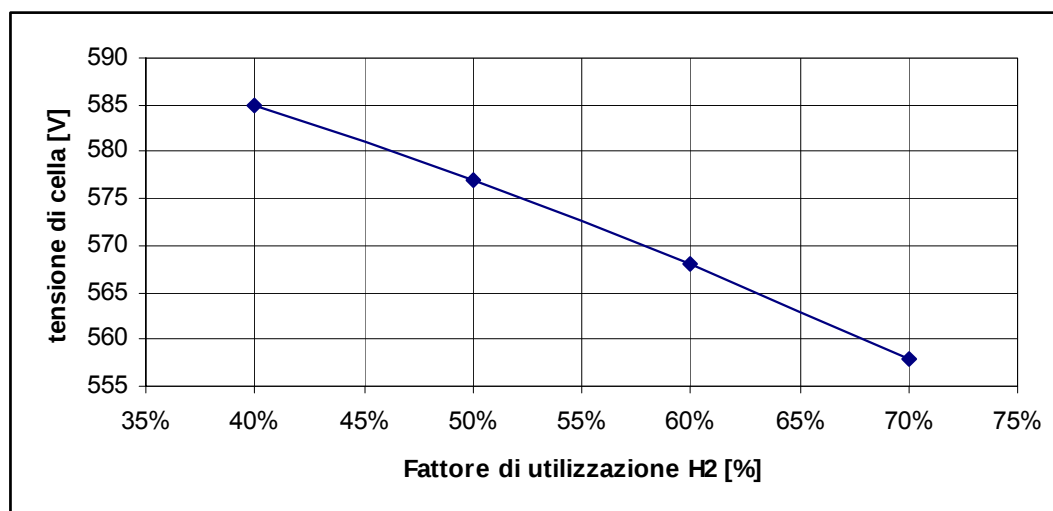


Figura 3. Andamento della tensione di cella in funzione dell'utilizzazione del combustibile.

Nelle prove seguenti è stato mantenuto costante il fattore di utilizzazione del combustibile (60 %) e sono state rilevate le altre temperature operative, le efficienze e il parametro rpm% della microturbina al variare della temperatura operativa dello stack.

T _{stack} [°C]	800	850	900	950	1000
T _{an} [°C]	696	736	776	815	854
T _{cat} [°C]	722	753	783	814	845
T _{it} [°C]	821	866	912	958	1005
P _{stack} [kW]	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6
P _{micro} [kW]	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2
eff _{stack} [%]	49.5	50.0	50.4	50.8	51.1
eff _{micro} [%]	26.9	26.3	25.8	25.3	24.9
eff _{HS} [%]	60.9	62.9	64.8	66.7	68.5
tensione [mV]	542	553	562	570	578
rpm [%]	82	86	90	95	100

Nelle prove seguenti è stata mantenuta costante l'efficienza dello stack (50 %) e sono state rilevate le altre temperature operative, l'utilizzazione del combustibile, le efficienze e il parametro rpm% della microturbina in funzione della temperatura operativa dello stack. La tensione di cella risulta

quindi costante, il parametro rpm% si mantiene nei dintorni del 100 % della velocità di rotazione nominale.

$T_{\text{stack}} [^{\circ}\text{C}]$	800	850	900	950	1000
$T_{\text{an}} [^{\circ}\text{C}]$	695	736	777	816	855
$T_{\text{cat}} [^{\circ}\text{C}]$	761	752	754	760	769
$T_{\text{it}} [^{\circ}\text{C}]$	878	865	867	877	890
FU [%]	34.5	60.3	72.5	79.4	83.8
$P_{\text{stack}} [\text{kW}]$	6.21	6.28	6.35	6.41	6.48
$P_{\text{micro}} [\text{kW}]$	1.67	1.62	1.63	1.67	1.73
$\text{eff}_{\text{micro}} [\%]$	26.2	26.3	26.3	26.2	26.1
$\text{eff}_{\text{HS}} [\%]$	63.5	62.9	62.8	63.0	63.3
$\text{densità}_{\text{corrente}} [\text{mA}/\text{cm}^2]$	625	631	638	645	651

Nelle prove seguenti è stata mantenuta costante l'efficienza dello stack e il fattore di utilizzazione del combustibile, variando la portata di aria in ingresso. Sono state rilevate la temperatura operativa, la temperatura di ingresso in microturbina, le efficienze di impianto e il parametro rpm%.

Aria [%]	100	90	80
$T_{\text{stack}} [^{\circ}\text{C}]$	929	945	1090
$\text{eff}_{\text{micro}} [\%]$	24.8	25.5	24.5
$\text{eff}_{\text{HS}} [\%]$	68.2	64.1	65.6
rpm [%]	100	76	68

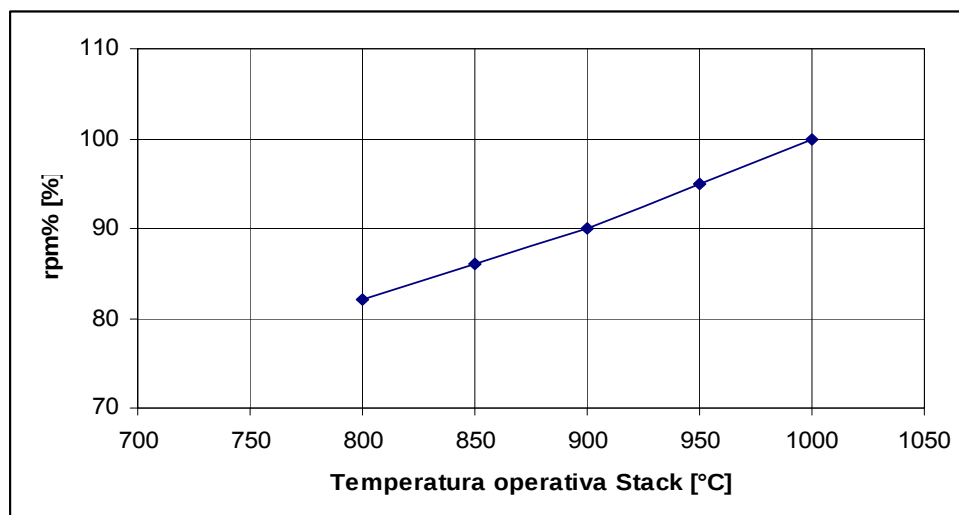


Figura 4. Andamento del parametro velocità di rotazione in funzione della temperatura operativa dello Stack.

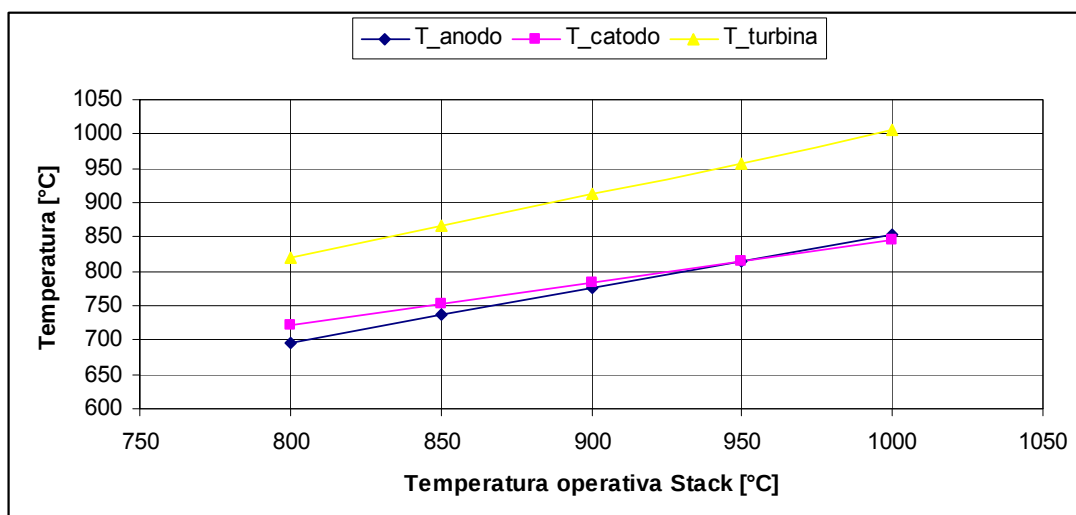


Figura 5. Andamento delle temperature operative al variare della temperatura operativa dello Stack.

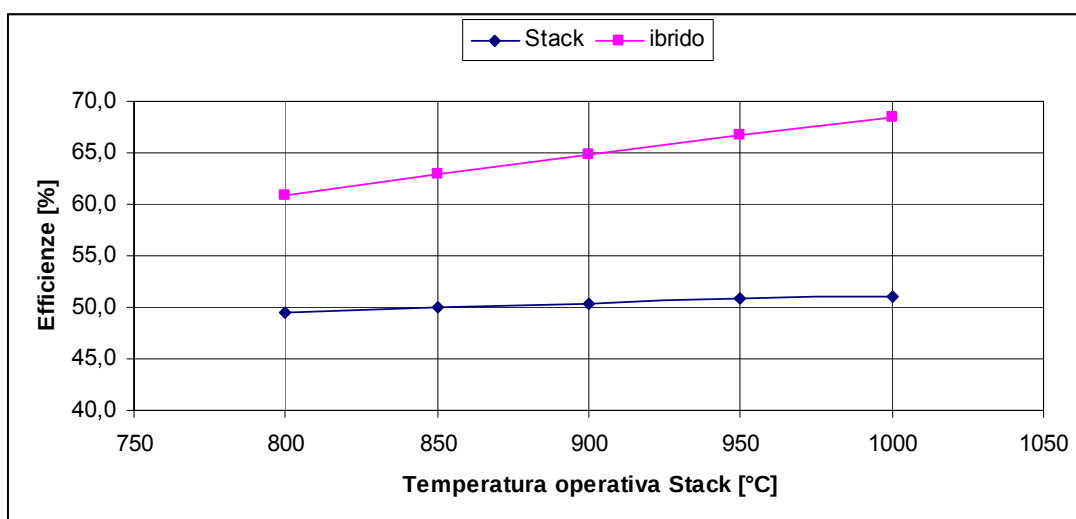


Figura 6. Andamento delle efficienze di impianto al variare della temperatura operativa dello Stack.

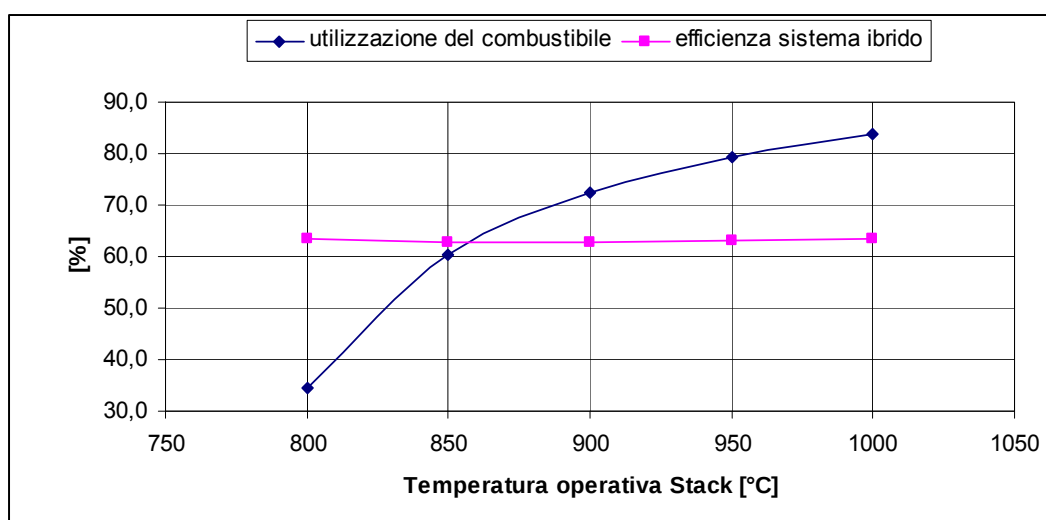


Figura 7. Andamenti della fuel utilisation e dell'efficienza elettrica globale del sistema ibrido (eff_stack = 50 %)

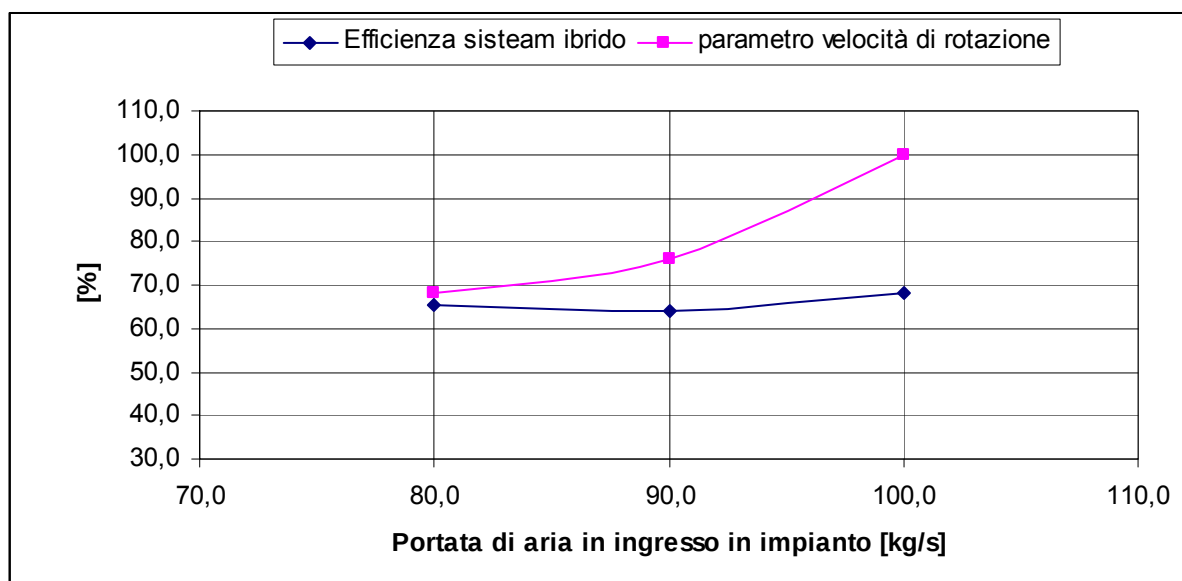


Figura 8. Andamento dell'efficienza del sistema ibrido e del parametro di rotazione della microturbina in funzione della portata di aria in ingresso in impianto.

Guardando il solo ciclo di bottoming, qualunque sia la natura del percorso a monte, al fine di diminuire convenientemente la temperatura di post-combustione e quindi la temperatura di ingresso in microturbina è necessario diluire i gas con l'immissione di aria secondaria (Figura 9).

sono state effettuate prove di sensitività al variare dell'aria secondaria in ingresso. I risultati delle prove e i grafici relativi alla potenza elettrica netta sviluppata dal gruppo micro-turbocompressore sono mostrati di seguito (Figure 10 e 11).

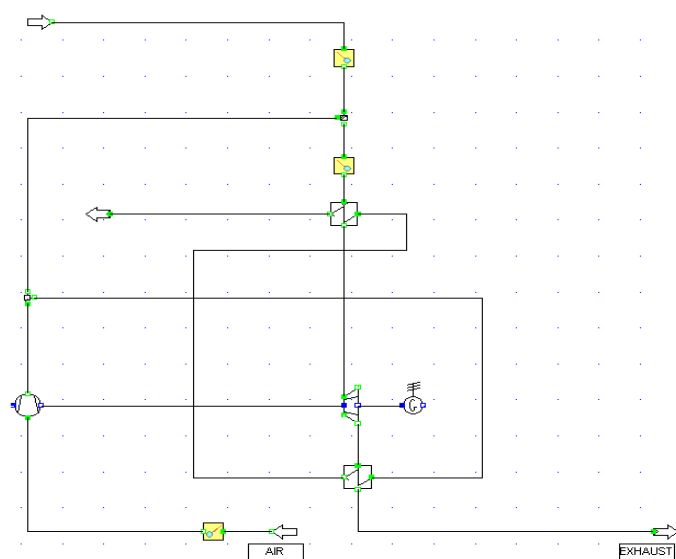


Figura 17. Flowsheet del ciclo di bottoming con by-pass dell'aria secondaria.

Risultati dell'analisi di sensitività al variare della portata di aria secondaria

Portate nominali in ingresso:

aria allo stack: 0.02 kg/s

aria di by-pass: 0 %

Parametri di calcolo:

fattore di utilizzazione idrogeno: 60%

pressione operativa: 3.5 bar

temperatura di ingresso sofc: 800°C

Risultati SOFC:

potenza elettrica: 7.66 kW

temperatura di uscita: 929°C

efficienza elettrica: 50.7%

Risultati Microturbina:

potenza elettrica netta 2.85 kW

temperatura di ingresso: 1159°C

rpm%: 43 %

temperatura esausti di impianto: 573°C

efficienza microturbina: 23.2 %

efficienza globale sistema: 73.0 %

Portate nominali in ingresso:

aria allo stack: 0.02 kg/s

aria di by-pass: 40 %

Parametri di calcolo:

fattore di utilizzazione idrogeno: 60%

pressione operativa: 3.5 bar

temperatura di ingresso sofc: 800°C

Risultati Microturbina:

potenza elettrica netta 2.54 kW

temperatura di ingresso: 942 °C

rpm%: 69 %

temperatura esausti di impianto: 492 °C

Portate nominali in ingresso:

aria allo stack: 0.02 kg/s

aria di by-pass: 60 %

Parametri di calcolo:

fattore di utilizzazione idrogeno: 60%

pressione operativa: 3.5 bar

temperatura di ingresso sofc: 800°C

Risultati Microturbina:

potenza elettrica netta 2.35 kW

temperatura di ingresso: 867 °C

rpm%: 82 %

temperatura esausti di impianto: 468 °C

Portate nominali in ingresso:

aria allo stack: 0.02 kg/s

aria di by-pass: 85 %

Parametri di calcolo:

Fattore di utilizzazione idrogeno: 60%

Pressione operativa: 3.5 bar

temperatura di ingresso sofc: 800°C

Risultati Microturbina:

potenza elettrica netta 2.07 kW

temperatura di ingresso: 790 °C

rpm/rpm_nom: 100 %

temperatura esausti di impianto: 439 °C

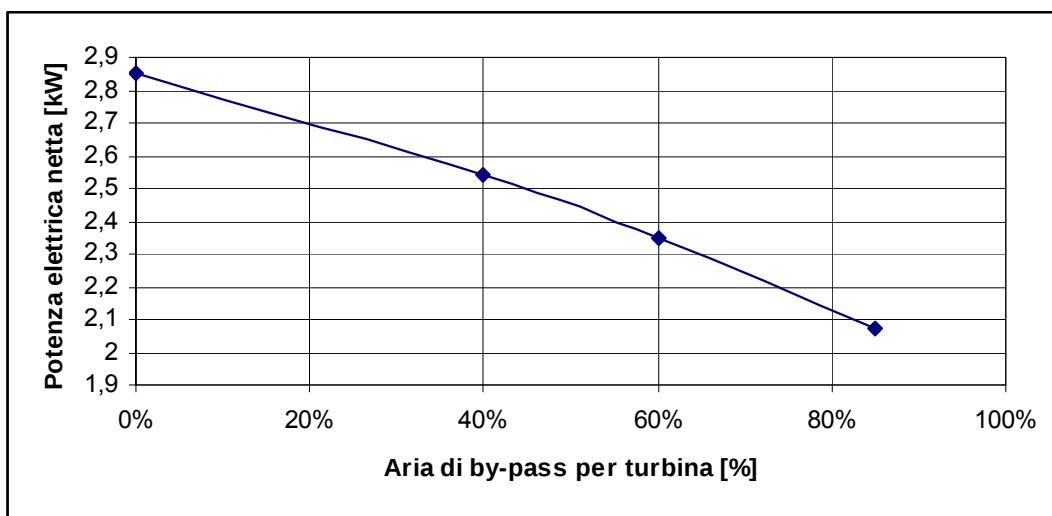


Figura 10. Potenza elettrica netta generata dal gruppo micro-turbocompressore.

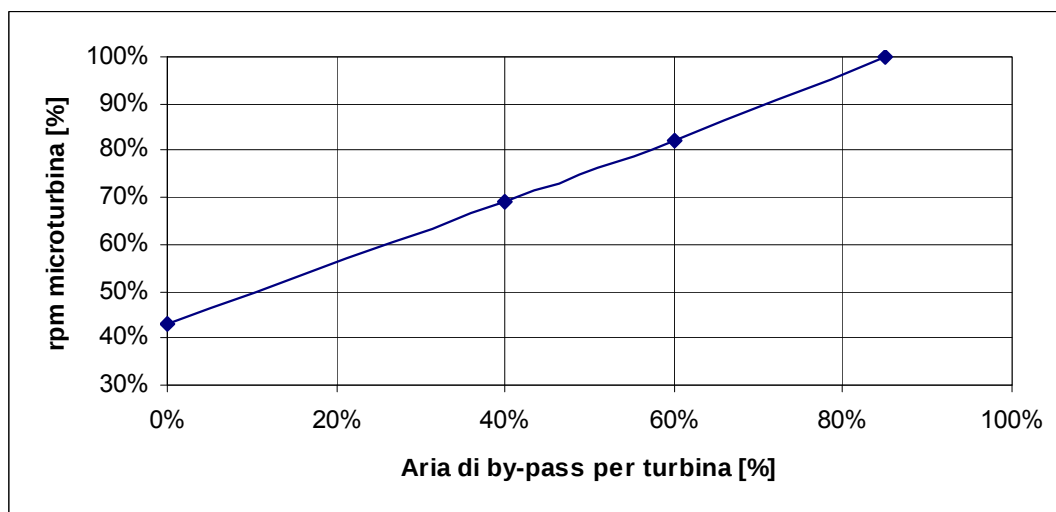


Figura 11. Numero di giri della microturbina in funzione della portata di aria di by-pass.

AFFINAMENTO ED ESTENSIONE DEGLI STRUMENTI DI SIMULAZIONE NUMERICA DEI SISTEMI IBRIDI DI POTENZA FC/MGT

Generalità

Nell'ambito dello studio dei sistemi ibridi di potenza costituiti da una o più unità (stack) di celle a combustibile (FC) - del tipo MCFC (Molten Carbonate Fuel Cells) o del tipo SOFC (Solid Oxide Fuel Cells) – accoppiate ad una unità microturbogas (MGT), l'unità di lavoro del Dipartimento di Meccanica e Aeronautica de La Sapienza Università di Roma coopera con ENEA, a partire da un precedente Accordo di Collaborazione espletato nel periodo 2008/2009, producendo strumenti autonomi di simulazione numerica di suddetti sistemi. Tali strumenti, a seguito di uno sviluppo modellistico completo del generico sistema ibrido funzionante in condizioni di esercizio stazionarie ad un qualsivoglia carico elettrico delle FC, si aggiornano su piano operativo in codici di calcolo scritti in linguaggio tradizionale (nella fattispecie in Visual FORTRAN).

Nel secondo Accordo di Collaborazione, di cui si riferisce brevemente in queste righe, l'attività di simulazione numerica si è concentrata sull'affinamento dei modelli e dei codici – a favore della loro generalità e flessibilità in sede applicativa – prodotti nel corso del primo Accordo.

In sintesi, tale attività si è articolata nei seguenti punti:

- a) Studio, realizzazione e collaudo di una procedura operativa molto flessibile ai fini dell'introduzione nello strumento di calcolo dei diagrammi caratteristici del compressore e della turbina in termini analitici e prevedendo – in caso di preferenza da parte dell'utente dei codici – la possibilità di inserimento di tali diagrammi in forma tabulare;
- b) Introduzione, per la simulazione di gruppi MGT operanti a velocità costante, di codici “paralleli” a quelli - in parte realizzati nel corso del primo Accordo – destinati ai gruppi operanti a velocità variabile.
- c) Collaudo dei codici nelle loro versioni più flessibili e aggiornate, a mezzo di una opportuna campagna numerica per applicazioni dei gruppi MGT sia a velocità costante che a velocità variabile.

Per quanto concerne il punto a) è stata ampliata la casistica della tipologia delle curve che possono comporre il diagramma caratteristico di una turbomacchina (compressore o turbina), a seconda dei due parametri prescelti – fra i quattro in gioco - quali funzioni dipendenti. Nel caso di inserimento di un diagramma caratteristico in forma analitica, i dati numerici disponibili vengono elaborati da un pre-processor, allestito *ad hoc*, che valuta i coefficienti dei polinomi in due variabili descriventi il diagramma stesso in forma di best-fitting in due variabili; è prevista un'ampia facoltà

di selezione “a menu”, da parte dell’utente, del possibile “trattamento” dei parametri indipendenti e di quelli dipendenti ai fini della loro più opportuna “trasformazione” analitica a favore di un risultato più accurato dei calcoli offerti dai best-fitting. Infine, è anche possibile prevedere anche una scelta dell’utente rivolta all’uso diretto in forma tabulare dei dati-sorgente disponibili; simile scelta può essere indicata in caso di andamenti di funzioni in due variabili non agevolmente approssimabili a leggi analitiche a mezzo di best-fitting.

Cenno al sistema fisico di riferimento

Si richiama qui, a favore della chiarezza, lo schema del sistema fisico considerato (v. Fig.1), corrispondente alla tipologia più diffusamente adottata. Trattasi di un sistema ibrido di potenza, costituito da un’unità di FC (uno stack o una batteria di stack), qui simbolicamente rappresentata da un emulatore termo-chimico equivalente CUE (Compact Unit Emulator) e da un’unità MTG fra loro accoppiate dualmente: il compressore C opera su aria pura, alimentando le FC ad una pressione uguale o lievemente superiore a quella del loro esercizio, e la turbina T viene a sua volta alimentata dai prodotti di uscita delle FC (eventualmente miscelati con aria compressa in eccesso rispetto al fabbisogno delle FC stesse, preriscaldabile a mezzo di uno scambiatore di recupero E, e quando necessario riscaldati a mezzo di una camera di combustione CC ausiliaria).

Le sezioni (i) ed (o) indicano rispettivamente inlet e outlet delle FC (ovvero dell’emulatore CUE). Le sezioni (1) e (2) sono quelle di ingresso e uscita del compressore C, le (3) e (4) quelle di ingresso e uscita della turbina T. Infine, le sezioni (2E) e (4E) sono, rispettivamente, quella del gas compresso preriscaldato a valle del compressore e quella dei gas combusti postraffreddati a valle della turbina per effetto dello scambiatore E di recupero; nel caso di scambiatore non operativo gli stati termodinamici 2E, 4E dei fluidi coincideranno rispettivamente con gli stati 2, 4.

La valvola V1, quando aperta, consente il convogliamento diretto di una frazione della portata di mandata del compressore alla turbina, a seguito del miscelamento (nel Mixer M”) con la portata di mandata della CU e dell’eventuale post-combustione nella Camera di combustione c.c. alimentata a metano. La valvola V2, quando aperta, consente la calibrazione – se necessaria - della temperatura di ingresso alla CU a mezzo del Mixer M’, ove una modesta frazione della portata di aria compressa e riscaldata nello scambiatore E ad opera dei gas di scarico della turbina si miscela con la portata (totale o parziale) di mandata del compressore destinata alla CU. Il grado di apertura della valvola V3 governa il collegamento fra mandata del compressore e alimentazione della CU. La valvola V4, infine, quando aperta, consente il rigetto all’esterno dell’eventuale portata di mandata della CU esuberante rispetto alla richiesta della turbina.

Lo schema a black-box dell'emulatore CUE delle FC evidenzia le alimentazioni esterne di combustibile (metano o altro), vapor d'acqua, anidride carbonica e azoto necessarie al fine di fornire e calibrare le rispettive portate affinché, per ogni condizione di carico delle FC, l'emulatore (il cui modello simulativo è ovviamente semplicissimo) consenta il mantenimento delle corrispondenti condizioni operative richieste (composizioni chimiche, portate, stato termodinamico) all'ingresso e all'uscita delle FC medesime. E' altresì indicata la porzione della portata (r) di alimentazione all'ingresso (i) del CUE che, in seno a quest'ultimo, viene espulsa al fine di renderne le condizioni operative in ingresso e in uscita coerenti con quelle effettive. E' infine indicata la porzione (l) della portata di mandata (o) del CUE eventualmente da espellere all'esterno, ancora ai fini della coerenza con le condizioni di esercizio reali.

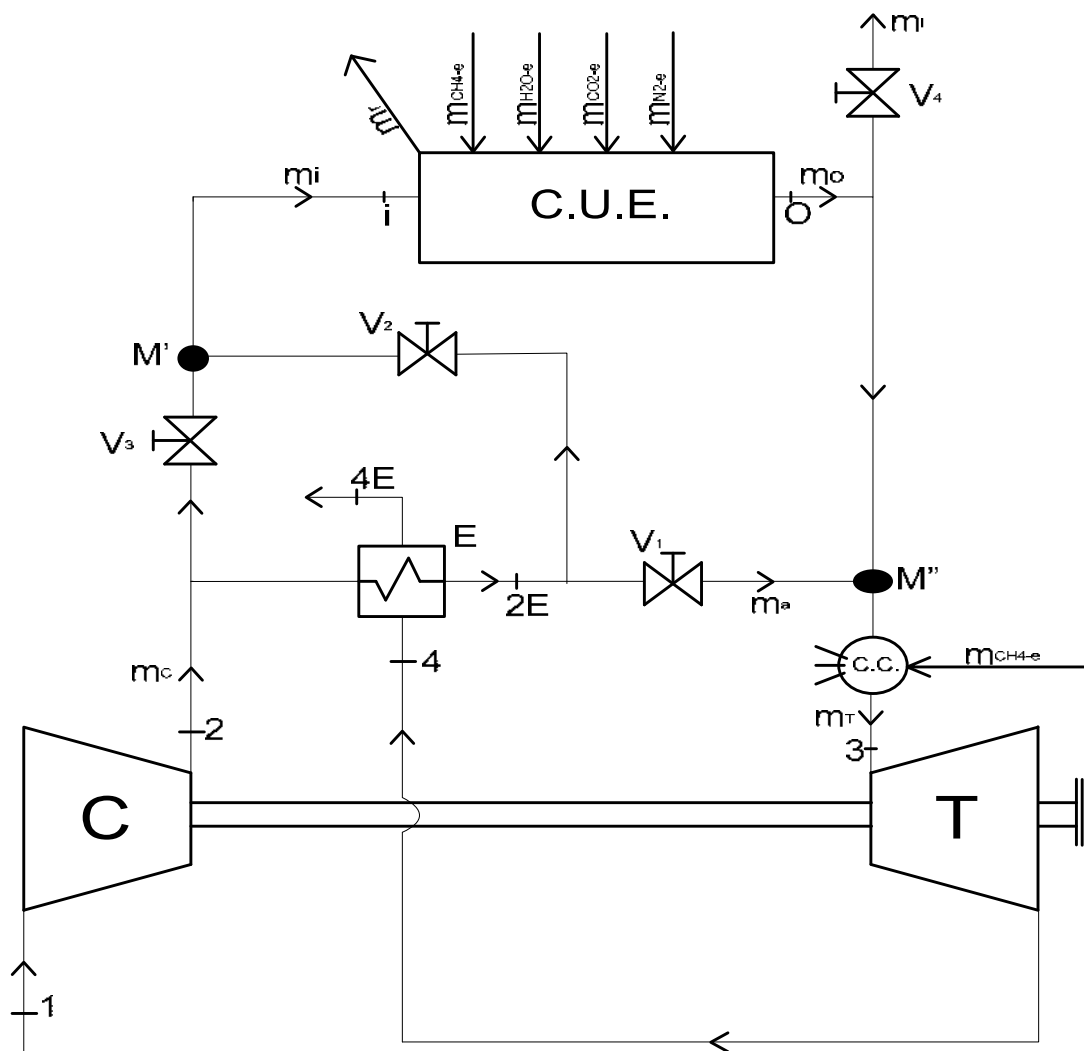


Figura 1: Schema funzionale del sistema CUE/MGT

Affinamento dei modelli numerici

La simulazione numerica di un CUE, semplicissima come già ricordato, non ha richiesto alcuno sviluppo ulteriore rispetto al lavoro compiuto nell'ambito del precedente Accordo di Collaborazione, salvo la necessaria generalizzazione allo scopo di contemplare l'impiego di un combustibile diverso dal metano (come presupposto in precedenza).

Per ciascuna condizione di carico, per la simulazione del gruppo MGT sono al solito assegnati in ingresso i dati:

- Portata in massa, pressione, temperatura e composizione chimica in inlet (i) del CUE;
- Portata in massa, pressione, temperatura e composizione chimica in outlet (o) del CUE.

Il modello termodinamico dei fluidi in gioco è inalterato rispetto a quello adottato nella fase precedente della ricerca.

La descrizione funzionale delle due turbomacchine è affidata, come già richiamato, ai corrispondenti diagrammi caratteristici (reali o presunti). La camera di combustione ausiliaria viene modellata in base ai propri bilanci di massa e di energia e alle relazioni stechiometriche della combustione del combustibile impiegato, assumendo un determinato valore del rendimento di combustione. Lo scambiatore rigenerativo è ipotizzato, in linea con la realtà, a superficie e operante in contro-corrente; le sue prestazioni sono coerenti con un valore imposto della sua efficienza.

Nella simulazione del gruppo MGT, i set dei dati di ingresso e di uscita sono inalterati rispetto a quelli dei modelli precedenti (ai quali si rimanda), fatte salve le seguenti eccezioni:

- 1) Dati fisico-chimici del combustibile (non necessariamente metano);
- 2) Velocità di rotazione (rpm) del gruppo: parametro di input per gruppi a velocità costante, parametro di output per gruppi a velocità variabile.

L'introduzione di un modello di unità MGT a velocità costante si è resa opportuna, in aggiunta a quello a velocità variabile, poiché, a seconda delle filosofie progettuali e costruttive dei singoli produttori nonché della taglia e delle caratteristiche funzionali richieste all'unità medesima per le varie condizioni di carico previste, può risultare più appropriato l'impiego dell'uno o dell'altro tipo di gruppo MGT.

A favore della razionalizzazione dell'analisi dei modelli simulativi e della comodità nell'impiego dei relativi codici numerici, si è preferito separare la procedura per MGT a rpm costante da quella per MGT a rpm variabile, anziché inserire la prima nella seconda quale sorta di "caso particolare". Tale scelta è stata suggerita dalle conseguenze che l'ipotesi di velocità costante riversa su buona parte dell'*iter* logico della procedura di calcolo. Infatti la procedura allestita a suo tempo per le unità a rpm variabile non si fonda, per motivi di economia computazionale, su un calcolo ripetitivo della simulazione per "spazzolamento" della velocità (ad es. a step costante), ma

obbedisce ad una logica formalmente ben più complessa ma articolata in maniera da garantire tempi di *run* molto contenuti – a parità di accuratezza dei risultati - rispetto ad un procedimento “sequenziale”. Nel caso di MGT a rpm costante, invece, la stessa costanza della velocità impone una logica del procedimento numerico di tipo “monofilare” e intrinsecamente più semplice su piano formale, peraltro non proficuamente inseribile in quella, costruita opportunamente *ad hoc*, per il caso di rpm variabile.

Ovviamente, la condizione di velocità costante implica la riduzione di un “grado di libertà” nella gestione dei parametri di controllo i cui valori stabiliscono nel dettaglio le condizioni operative di un’unità MGT per un definito valore del carico elettrico (minore o uguale al 100% di quello nominale) delle FC e quindi per un conseguente valore della potenza elettrica erogata dall’unità MGT. In particolare, nel caso di rpm variabile la logica del procedimento di calcolo consentiva di imporre l’uguaglianza tra la pressione di mandata del compressore e quella di progetto all’ingresso delle FC. Invece, nel caso di rpm costante la differenza di pressione tra la mandata del compressore e l’ingresso nelle FC non può essere imposta nulla e viene a far parte del set delle incognite; ovviamente, suddetta differenza dovrà risultare – affinché la soluzione calcolata sia accettabile su piano operativo – positiva e convenientemente contenuta.

La gestione operativa delle valvole V1, V2, V3 e V4 risulta sostanzialmente inalterata rispetto a quanto illustrato per i precedenti modelli sviluppati.

Parimenti, come in precedenza si è assunto di utilizzare la camera di combustione ausiliaria (cc) solo nel caso in cui il gruppo turbocompressore non risulti autosostenuto (potenza meccanica netta negativa, corrispondente ai bassi carichi); in tal caso si alimenta la c.c. ausiliaria con una portata di combustibile sufficiente a garantire l’autosostentamento del gruppo MGT (potenza meccanica netta nulla). Sarà comunque immediato predisporre in alternativa, se ritenuto opportuno, la procedura di calcolo al fine di valutare le condizioni operative (fra le quali la portata di combustibile necessaria) da adottare per ottenere alla flangia, a parità di carico elettrico richiesto alle FC, una potenza meccanica netta positiva e prefissata (oppure commisurata con l’ottimizzazione di una prescelta funzione-obiettivo).

2. Codici di calcolo

Il codice di simulazione per emulatori di CU (Compact Unit), denominato FCUEOSA0 (Fuel Cells Unit Emulator – Operating Simulation – edition A0), è molto semplice e sostanzialmente inalterato rispetto alla versione prodotta negli studi della precedente ricerca..

La simulazione del micro-gruppo turbogas (MGT), è affidata alle versioni - affinate e generalizzate nel corso della ricerca di cui si riferisce in queste righe – di due distinti codici: il

primo relativo alle unità MGT operanti a velocità costante e il secondo a quelle operanti a velocità variabile. Entrambi suddetti codici sono stati realizzati in due versioni (denominate A0 e B0) che si differenziano fra loro esclusivamente per il percorso logico a mezzo del quale si itera il processo di calcolo della composizione chimica della miscela gassosa entrante nella turbina. I codici relativi alle MGT a rpm costante ed a rpm variabile sono denominati rispettivamente GUOSCSA0/B0 (Gas Unit – Operatine Simulation – Constant Speed – edition A0/B0) e GUOSVSA0/B0 (Gas Unit – Operatine Simulation – Variable Speed – edition A0/B0). Poiché i numerosi test dei codici, effettuati in sede di collaudo degli stessi, hanno permesso di rilevare - senza alcuna riduzione di accuratezza dei risultati - un lieve vantaggio, in termini di *run time*, a favore dei codici in edizione A0, si prospetta di fare correntemente uso, nelle future applicazioni, dei codici in tale edizione.

I files standard di input e di output del codice GUOSCSA0/B0 portano rispettivamente i nomi IDGUCS?? e ODGUCS??; analogamente, quelli del codice GUOSVSA0/B0 portano rispettivamente i nomi IDGUVS?? e ODGUVS?? ; i due caratteri finali dei files di input/output sono stati indicati con ?? in quanto sono riservati alla caratterizzazione della specifica simulazione.

Come nei lavori prodotti nel corso della precedente fase della ricerca, le unità di misura usate nei files di input e di output di tutti i codici sono le seguenti:

velocità di rotazione (rotational speed, rpm): giri/min

portata in massa (mass flow): kg/s

pressione assoluta (abs. pressure): bar

temperatura: °C

energie specifiche (specific energies): kJ/kg

densità di massa (mass density): kg/m³

Potenza (Power): kW

Si descrive di seguito il contenuto dei files di output ODGUCS?? E ODGUVS?? per i codici GUOSCSA0/B0 e GUOSVSA0/B0 rispettivamente:

<u>Grandezza</u>	<u>Descrizione</u>
LHVF	Potere calorifico inferiore del combustibile
tcF	Temperatura del combustibile fornito in cc
pi, tci	Pressione e temperatura in (i)
po, tco	Pressione e temperatura in (o)
mfi, mfo	Portate in (i) e in (o)
fmXo	Frazione in massa del generico gas nella miscela in (o)
p2, tc2, tc2E	Pressione in (2), temperature in (2) e (2E)
effc	Rendimento adiabatico di compressione

mfc, mft	Portate del compressore e della turbina
mfl, mfa (*)	Portata perduta e portata aggiunta
p3, tc3	Pressione e temperatura in (3)
p4, tc4, tc4E	Pressione in (4) e temperature in (4) e (4E)
efft	Rendimento adiabatico di espansione
effcc,effre	Rendimenti della cc e dello scambiatore di recupero E
effmc,effmt	Rendimenti meccanici del compressore e della turbina
rpm	Velocità di rotazione dell'albero
Wc, Wt	Lavori specifici del compressore e della turbina
Pc, Pt, Pn	Potenze del compressore, della turbina e potenza mecc. netta
Jre, Jcc	Indice binario (0/1) di operatività di E e della cc
mff	Portata di combustibile in cc
mftC	Portata in turbina in condizioni di Choking
Ri=Rc	Costante del gas in (i) e nel compressore
Ro	Costante del gas in (o)
Rt	Costante del gas in turbina
mdi, mdc	Densità del gas in (i) e all'uscita del compressore
mdo, mdt	Densità del gas in (o) e all'ingresso in turbina

3. Test numerici dei codici di simulazione delle unità MGT

Vengono di seguito riportati i files di uscita relativi ad alcune simulazioni di una unità MGT a velocità variabile caratterizzata da una potenza nominale di circa 100 kW, da una velocità nominale di 70000 rpm, da una portata nominale di circa 0.80 kg/s e da una pressione di alimento delle celle pari a 4 bar, con temperature di ingresso nel compressore e nella turbina rispettivamente dell'ordine della temperatura ambiente e dell'ordine di 700-900 °C. Si tratta della stessa unità presa in considerazione nella precedente fase della ricerca. Per le simulazioni a velocità costante, sono stati imposti valori della velocità di rotazione inferiori o uguali a quella nominale.

In realtà si auspicava di inserire, fra i test dei codici, una o più casistiche relative a gruppi MGT di taglia inferiore a quella considerata, allo scopo di collaudare i codici stessi anche per situazioni coerenti con l'adozione di celle del tipo SOFC, i cui stack erogano sovente una potenza elettrica contenuta: ad es. dell'ordine di 15-25 kW, adatta al *matching* con una MGT di potenza nominale intorno ai 3-5 kW. Purtroppo, al momento attuale, non si dispone di materiale tecnico sufficientemente dettagliato corrispondente a unità MGT del tipo sopra indicato; si auspica di poterne disporre quanto prima.

In ogni caso, i risultati dei numerosi test effettuati garantiscono per i codici GUOSCSA0/B0 e GUOSVSA0/B0, a parere di chi scrive, requisiti di affidabilità, accuratezza ed economia di *run time* di validità del tutto generale per qualsiasi taglia di MGT.

I cinque files di uscita allegati si riferiscono, per l'unità MGT cui sopra accennato, a quattro definite condizioni operative di uno stack di celle del tipo MCFC, a cui corrispondono quattro diversi valori della portata in massa alle celle stesse. I quattro files ODGUCS01, ODGUCS11, ODGUCS21, ODGUCS31 corrispondono a simulazioni in condizioni di velocità costante (codice GUOSCSA0) e di valori pari rispettivamente a 70000, 69000, 68000 e 67000 rpm. Il file ODGUVS01 corrisponde invece a simulazioni in condizioni di velocità variabile (codice GUOSVSA0).

Un' analisi anche sommaria di tali files permette di rilevare alcuni elementi di carattere generale che offrono orientamenti essenziali ai fini dell'impostazione della regolazione automatica dell'unità MGT, sia essa funzionante a rpm costante che variabile.

In ciascun file, per ogni condizione di carico delle FC (e quindi di portata in ingresso) viene in genere riportata la tabella completa dei dati di Input/Output nelle due ipotesi di scambiatore di recupero disattivato e attivato. La seconda ipotesi non viene ovviamente contemplata nei casi (corrispondenti agli alti carichi delle FC) per i quali una frazione della portata di gas alla mandata delle FC viene espulsa all'esterno in quanto esuberante rispetto a quella richiesta dalla turbina; tale circostanza si verifica in genere per valori elevati della portata al compressore e, nella fattispecie dei test qui riportati, si verifica solo nella condizione di portata massima (massimo carico elettrico delle FC). La camera di combustione ausiliaria del gruppo MGT viene attivata soltanto – in linea con la scelta adottata secondo quanto più sopra accennato – nei casi in cui, in assenza di post-combustione dei gas di alimento della turbina, la potenza erogata da quest'ultima risulterebbe non sufficiente per muovere il compressore; le attuali versioni del codice, come già detto in precedenza, prevedono di adottare il minimo consumo di combustibile per rendere il gruppo MGT autosostenuto (potenza elettrica netta in uscita nulla).

Esaminando comparativamente i risultati dei test a rpm costante e a rpm variabile, si può constatare come, per una generica condizione di carico delle FC, la potenza elettrica netta erogata dall'unità MGT risulta sempre, in caso di rpm imposto costante, minore di quella corrispondente al funzionamento a velocità variabile e quindi al valore di rpm "ottimale" risultante. Fanno eccezione a quanto detto i casi corrispondenti a rpm di valori più bassi, in corrispondenza dei quali la potenza erogata è sì più elevata ma in condizioni di esercizio non accettabili in quanto la pressione di mandata del compressore risulta inferiore a quella di esercizio delle FC.

Suddette considerazioni e molte altre che emergono dall'analisi dei risultati qui presentati sono facilmente interpretabili alla luce del significato fisico delle curve descriventi i diagrammi caratteristici della turbina e del compressore. E' superfluo sottolineare come, a parità di valori nominali dei parametri di funzionamento fondamentali delle due turbomacchine (portata, rapporto di compressione/espansione, rendimento, velocità di rotazione), lo specifico assetto geometrico di ciascuna curva determina inequivocabilmente l'aderenza o meno della scelta del gruppo MGT per ogni specifica esigenza operativa, sia nel caso di esercizi a rpm costante che variabile.

Files Allegati :

ODGUCS01

ODGUCS11

ODGUCS21

ODGUCS31

ODGUVS01

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS01	0 ODGUCS01	70000	70000	70000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.7670	0.8760	0.6809	0.1014	0.1429	0.0748	4.5148	212.79	212.79	0.7922
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7670	0.8285	0.0000	0.0475	4.0000	650.00	1.0000	424.69	424.69	0.8401
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5922	198.48	281.06	152.24	232.87	60.97
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	308.68	308.68	2.9331	1.4037	3.2235	1.4037

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS01	0 ODGUCS01	70000	70000	70000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	4.4561	211.49	211.49	0.7890
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7872	0.8692	0.2662	0.0000	4.0000	531.94	1.0000	330.65	330.65	0.8375
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5923	197.14	239.09	155.18	207.81	34.07
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.63	2.9331	1.3958	3.1901	1.6363

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS01	0 ODGUCS01	70000	70000	70000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	4.4906	212.17	345.77	0.7913
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7756	0.8576	0.2546	0.0000	4.0000	570.11	1.0000	360.41	324.99	0.8374
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5923	197.83	250.83	153.44	215.11	42.84
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.83	2.9331	1.3958	3.2103	1.5612

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS01	1 ODGUCS01	70000	70000	70000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	4.2522	214.09	214.09	0.7486
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8450	0.8985	0.5380	0.0000	4.0000	432.38	1.0000	248.26	248.26	0.8514
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5922	199.82	208.21	168.85	187.07	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00050	288.22	313.27	298.39	2.9331	1.3832	3.0279	1.9000

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS01	1 ODGUCS01	70000	70000	70000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	4.2512	214.15	245.46	0.7483
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8452	0.8984	0.5382	0.0000	4.0000	433.31	1.0000	248.92	231.40	0.8512
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5922	199.88	208.36	168.94	187.18	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00015	288.22	313.27	298.30	2.9331	1.3832	3.0269	1.8981

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS01	1 ODGUCS01	70000	70000	70000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	4.1933	217.60	217.60	0.7267
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8594	0.8890	0.7304	0.0000	4.0000	483.40	1.0000	287.57	287.57	0.8429
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5922	203.44	217.91	174.83	193.73	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00366	288.22	317.66	294.31	2.9331	1.3640	2.9646	1.7965

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS01	0 ODGUCS01	70000	70000	70000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	4.1528	220.94	50.14	0.7087
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8688	0.8948	0.7398	0.0000	4.0000	176.82	1.0000	30.59	168.43	1.6388
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5922	206.89	248.30	179.75	222.18	21.87
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	317.66	293.32	2.9331	1.3640	2.9162	3.0306

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS11	0 ODGUCS11	69000	69000	69000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.7670	0.8760	0.6809	0.1014	0.1429	0.0748	4.2846	205.38	205.38	0.7889
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7670	0.8320	0.0000	0.0440	4.0000	650.00	1.0000	424.41	424.41	0.8410
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5760	190.84	281.39	146.37	234.10	68.32
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	308.68	308.68	2.9331	1.4037	3.1065	1.4037

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS11	0 ODGUCS11	69000	69000	69000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	4.1942	204.65	204.65	0.7779
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7940	0.8760	0.2730	0.0000	4.0000	527.90	1.0000	327.51	327.51	0.8373
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5760	190.09	237.70	150.94	208.24	38.94
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.51	2.9331	1.3958	3.0456	1.6453

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS11	0 ODGUCS11	69000	69000	69000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	4.2389	204.76	343.64	0.7845
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7811	0.8631	0.2601	0.0000	4.0000	568.28	1.0000	358.85	321.46	0.8378
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5760	190.20	250.29	148.57	216.02	48.84
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.73	2.9331	1.3958	3.0774	1.5651

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS11	1 ODGUCS11	69000	69000	69000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	3.9642	214.79	214.79	0.7022
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8511	0.9048	0.5441	0.0000	4.0000	440.47	1.0000	255.92	255.92	0.8448
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5760	200.54	208.99	170.68	189.10	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00070	288.22	313.27	298.37	2.9331	1.3832	2.8188	1.8786

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS11	1 ODGUCS11	69000	69000	69000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	3.9633	214.87	252.56	0.7018
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8513	0.9046	0.5443	0.0000	4.0000	441.61	1.0000	256.73	235.54	0.8447
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5760	200.62	209.21	170.79	189.24	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00027	288.22	313.27	298.26	2.9331	1.3832	2.8177	1.8763

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS11	1 ODGUCS11	69000	69000	69000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	3.9126	220.46	220.46	0.6745
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8623	0.8923	0.7333	0.0000	4.0000	497.24	1.0000	299.12	299.12	0.8391
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5760	206.39	221.03	177.98	197.22	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00393	288.22	317.66	294.35	2.9331	1.3640	2.7502	1.7639

 GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS11	1 ODGUCS11	69000	69000	69000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	3.9103	220.76	292.71	0.6731
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8628	0.8917	0.7338	0.0000	4.0000	499.32	1.0000	300.63	244.08	0.8390
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5760	206.71	221.64	178.36	197.63	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00284	288.22	317.66	294.45	2.9331	1.3640	2.7468	1.7586

 GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS21	0 ODGUCS21	68000	68000	68000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.7670	0.8760	0.6809	0.1014	0.1429	0.0748	4.0562	198.62	198.62	0.7813
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7670	0.8352	0.0000	0.0408	4.0000	650.00	1.0000	424.15	424.15	0.8420
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5605	183.89	281.71	141.04	235.27	75.04
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	308.68	308.68	2.9331	1.4037	2.9830	1.4037

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS21	0 ODGUCS21	68000	68000	68000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	3.9297	200.31	200.31	0.7528
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8005	0.8825	0.2795	0.0000	4.0000	524.63	1.0000	324.90	324.90	0.8374
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5605	185.63	236.63	148.60	208.84	41.97
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.39	2.9331	1.3958	2.8797	1.6526

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS21	0 ODGUCS21	68000	68000	68000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	3.9856	198.96	341.68	0.7680
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7863	0.8683	0.2653	0.0000	4.0000	566.56	1.0000	357.30	318.34	0.8384
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5605	184.23	249.86	144.87	216.96	53.62
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.64	2.9331	1.3958	2.9291	1.5688

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS21	1 ODGUCS21	68000	68000	68000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	3.7015	220.23	220.23	0.6423
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8514	0.9056	0.5444	0.0000	4.0000	464.31	1.0000	275.58	275.58	0.8392
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5605	206.16	214.77	175.53	194.49	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00116	288.22	313.27	298.47	2.9331	1.3832	2.6029	1.8173

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS21	1 ODGUCS21	68000	68000	68000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	3.7007	220.36	271.03	0.6418
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8516	0.9052	0.5446	0.0000	4.0000	465.82	1.0000	276.63	248.19	0.8391
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5605	206.30	215.05	175.68	194.66	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00058	288.22	313.27	298.32	2.9331	1.3832	2.6017	1.8145

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS21	1 ODGUCS21	68000	68000	68000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	3.6599	227.60	227.60	0.6130
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8598	0.8902	0.7308	0.0000	4.0000	524.93	1.0000	320.94	320.94	0.8373
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5605	213.78	228.78	183.80	203.65	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00440	288.22	317.66	294.49	2.9331	1.3640	2.5359	1.7019

GUOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS21	1 ODGUCS21	68000	68000	68000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	3.6579	228.01	314.18	0.6115
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8602	0.8892	0.7312	0.0000	4.0000	528.95	1.0000	323.67	255.91	0.8373
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5605	214.20	229.59	184.25	204.16	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00307	288.22	317.66	294.15	2.9331	1.3640	2.5324	1.6954

 GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS31	0 ODGUCS31	67000	67000	67000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.7670	0.8760	0.6809	0.1014	0.1429	0.0748	3.8299	193.15	193.15	0.7661
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7670	0.8381	0.0000	0.0379	4.0000	650.00	1.0000	423.91	423.91	0.8429
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5458	178.27	282.01	136.73	236.36	80.62
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	308.68	308.68	2.9331	1.4037	2.8496	1.4037

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS31	0 ODGUCS31	67000	67000	67000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	3.6649	200.60	200.60	0.7058
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8063	0.8883	0.2853	0.0000	4.0000	522.84	1.0000	323.37	323.37	0.8378
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5458	185.91	236.12	149.91	209.76	41.47
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.29	2.9331	1.3958	2.6841	1.6569

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS31	0 ODGUCS31	67000	67000	67000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	3.7313	196.29	340.11	0.7350
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7913	0.8733	0.2703	0.0000	4.0000	565.01	1.0000	355.85	316.06	0.8392
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5458	181.49	249.55	143.61	217.92	55.86
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.55	2.9331	1.3958	2.7577	1.5722

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS31	1 ODGUCS31	67000	67000	67000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	3.4699	229.51	229.51	0.5777
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8463	0.9011	0.5393	0.0000	4.0000	498.13	1.0000	302.20	302.20	0.8373
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5458	215.76	224.52	182.59	202.31	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00178	288.22	313.27	298.68	2.9331	1.3832	2.3950	1.7364

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUCS31	1 ODGUCS31	67000	67000	67000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	3.4689	229.74	296.33	0.5769
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8465	0.9005	0.5395	0.0000	4.0000	500.27	1.0000	303.67	266.54	0.8373
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5458	216.00	224.97	182.83	202.59	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00103	288.22	313.27	298.50	2.9331	1.3832	2.3933	1.7326

GUOOSCSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Constant Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUCS31	1 ODGUCS31	67000	67000	67000	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	3.4384	237.77	237.77	0.5508
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8522	0.8832	0.7232	0.0000	4.0000	561.24	1.0000	348.83	348.83	0.8382
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5458	224.32	239.86	191.17	211.85	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00497	288.22	317.66	294.69	2.9331	1.3640	2.3349	1.6267

 GUOSVSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Variable Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUVS01	0 ODGUVS01	70000	65319	67752	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.7670	0.8760	0.6809	0.1014	0.1429	0.0748	4.0000	197.12	197.12	0.7784
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7670	0.8359	0.0000	0.0401	4.0000	650.00	1.0000	424.09	424.09	0.8422
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5569	182.34	281.79	139.86	235.55	76.56
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	308.68	308.68	2.9331	1.4037	2.9511	1.4037

GUOSVSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Variable Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUVS01	0 ODGUVS01	70000	65319	68261	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	4.0000	201.11	201.11	0.7611
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7989	0.8809	0.2779	0.0000	4.0000	525.38	1.0000	325.52	325.52	0.8374
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5645	186.45	236.87	148.95	208.66	41.43
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.42	2.9331	1.3958	2.9263	1.6509

GUOSVSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Variable Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUVS01	0 ODGUVS01	70000	65319	68053	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.5210	0.6030	0.6720	0.0907	0.1556	0.0817	4.0000	199.21	341.78	0.7692
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.7861	0.8681	0.2651	0.0000	4.0000	566.65	1.0000	357.38	318.49	0.8384
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5614	184.50	249.88	145.02	216.91	53.41
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	310.43	303.65	2.9331	1.3958	2.9381	1.5686

 GUOSVSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Variable Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUVS01	1 ODGUVS01	70000	65319	69125	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	4.0000	214.42	214.42	0.7090
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8507	0.9043	0.5437	0.0000	4.0000	438.49	1.0000	254.20	254.20	0.8457
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5780	200.17	208.63	170.27	188.66	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00066	288.22	313.27	298.37	2.9331	1.3832	2.8464	1.8839

GUOSVSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Variable Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUVS01	1 ODGUVS01	70000	65319	69130	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.3070	0.3600	0.6625	0.0752	0.1738	0.0885	4.0000	214.50	250.97	0.7088
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8509	0.9041	0.5439	0.0000	4.0000	439.63	1.0000	255.01	234.51	0.8456
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5780	200.24	208.83	170.38	188.80	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00024	288.22	313.27	298.26	2.9331	1.3832	2.8459	1.8815

GUOSVSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Variable Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
0 IDGUVS01	1 ODGUVS01	70000	65319	69316	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	4.0000	219.08	219.08	0.6923
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8621	0.8919	0.7331	0.0000	4.0000	491.17	1.0000	294.19	294.19	0.8402
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5811	204.97	219.53	176.70	195.80	0.00
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00382	288.22	317.66	294.35	2.9331	1.3640	2.8194	1.7780

GUOSVSA0 - Gas Unit Operating Simul. (Variable Speed, Ed.A0) - by C.ARRIGHETTI

Jre idfile	Jcc odfile	rpm0	rpmmin	rpm	pi	tci	po	tco	
1 IDGUVS01	0 ODGUVS01	70000	65319	69552	4.0000	200.00	4.0000	650.00	
mfi	mfo	fmN2o	fmO2o	fmH2Oo	fmCO2o	p2	tc2	tc2E	effc
0.1290	0.1550	0.6473	0.0509	0.2022	0.0996	4.0000	225.81	49.98	0.6697
mfc	mft	mfa	mfl	p3	tc3	p4	tc4	tc4E	efft
0.8758	0.9018	0.7468	0.0000	4.0000	175.77	1.0000	29.84	172.04	1.5827
effcc	effre	effmc	effmt	mfcmin	Wc	Wt	Pc	Pt	Pn
0.9800	0.9000	0.9500	0.9500	0.5848	211.92	239.18	185.59	215.68	9.54
LHVCH4	tcCH4	mfCH4	Ri=Rc	Ro	Rt	mdi	mdo	mdc	mdt
50000	15.00	0.00000	288.22	317.66	293.28	2.9331	1.3640	2.7814	3.0382

CONCLUSIONI

Le celle a combustibile rappresentano una delle tecnologie avanzate ad alta efficienza e a bassissime emissioni inquinanti più promettenti per la generazione distribuita di energia elettrica e calore e di queste, le celle ad alta temperatura (a carbonati fusi ed ad ossidi solidi) permettono di ottenere potenze mediamente elevate e utili per la generazione stazionaria di energia indifferentemente nei settori industriale, terziario e residenziale, anche favorite dalle loro particolari caratteristiche di funzionamento che le rendono idonee all'accoppiamento con gruppi mini/micro-turbogas. Perciò, fra gli obiettivi generali e diffusamente riconosciuti a livello mondiale vi sono sia lo studio dei sistemi con celle a combustibile sia lo studio dei sistemi ibridi basati sull'accoppiamento delle celle a combustibile con mini-turbogas, con il fine di ottenere un miglioramento della già elevata efficienza dei sistemi con celle a combustibile.

L'ENEA, già impegnata in un progetto parallelo di studio e sperimentazione dei sistemi ibridi MCFC- μ GT si propone - nell'ambito del tema di ricerca 5.2.5.11 - di analizzare le problematiche connesse con l'accoppiamento di un sistema micro-turbogas con un sistema con celle ad ossidi solidi, funzionante a temperature dell'ordine degli 800-900 °C e a tal fine è necessario produrre ad hoc uno strumento di simulazione che sia in grado di calcolare le prestazioni di qualsiasi sistema definito. Nell'ambito di questo progetto, ENEA e Sapienza Università di Roma hanno collaborato al fine di realizzare uno studio meticoloso dei sistemi sofc e dei sistemi ibridi, a partire dalla definizione dello stato dell'arte relativamente alle tecnologia delle sofc, delle microturbine e della tecnologia SOFC- μ GT, sia in Europa che negli altri continenti, sia per la piccola cogenerazione in ambito residenziale, sia per la generazione/cogenerazione in taglie medio-grandi per i settori del terziario, delle piccole e medie industrie, infine per la cogenerazione stazionaria distribuita di energia elettrica e calore che ha permesso agli autori di definire una possibile taglia impiantistica - di elevato interesse per il breve-medio termine - per il completamento del progetto mediante strumenti di simulazione.

Dall'attenta analisi dello Stato dell'Arte e con riferimento ai possibili sviluppi individuati è risultato evidente che:

- vi è la propensione verso lo sviluppo di sistemi SOFC per la cogenerazione residenziale con taglie comprese tra 1 e 3 kW;
- al momento sono state individuate solo due case costruttrici di microturbine per taglie di non oltre i 10 kW;
- sono nella fase di studio avanzato sistemi per la piccola cogenerazione, realizzati

mediante l'uso di microturbine da 3 kW (con sistemi del tipo a parete) e 10 kW (quest'ultima a fluido organico).

Su tali basi gli Autori hanno realizzato e analizzato una innovativa configurazione di impianto per la piccola cogenerazione basata sull'accoppiamento di Stack SOFCPower di taglia compresa tra i 5 e i 20 kW con una microturbina da 3 kW, al fine di approfondire le possibilità di una soluzione impiantistica per le utenze residenziali, a quanto risulta non ancora realizzata. È stato inoltre condotto uno studio per la verifica delle prestazioni di microturbine da un centinaio di kW, con strumenti di simulazione autonomi.

Premettendo che non sono ancora stati reperiti costruttori di sistemi ibridi costituiti da microturbine accoppiate a stack della potenza indicata, dei quali esiste solo qualche studio pubblicato su riviste internazionali, in collaborazione con l'azienda leader in Italia SOFC Power sono stati individuati i parametri funzionali e di esercizio che hanno costituito fondamento per lo sviluppo dello strumento simulativo. Il modello dello stack è stato realizzato a partire da celle asc800, in base ai criteri di modellazione adottati e alla completezza delle informazioni pervenute. L'impianto è stato considerato pressurizzato e la microturbina funzionante come in un normale ciclo a gas a combustione interna mentre il reforming del metano è realizzato attraverso Steam Methane Reforming.

Il modello, unidimensionale e a parametri concentrati, sviluppato a partire dalle equazioni del bilancio di materia ed energia nonché del calcolo dell'equilibrio chimico di tutte le reazioni che interessano i fenomeni termo-elettrochimici, ha consentito la simulazione del sistema ibrido innovativo nelle possibili configurazioni di esercizio, in regime di sola generazione elettrica e in configurazione cogenerativa. Dalla simulazione è emersa una enorme potenzialità di tali sistemi i quali possono raggiungere efficienze elettriche globali dell'ordine del 70 %, al variare dei parametri caratteristici delle turbomacchine (particolarmente rilevanti, in tal senso, sono il rendimento isoentropico del compressore e del turboespansore al variare dei quali si può anche scorrere a valori di poco superiori al 50 %).

Sono state effettuate le analisi di sensitività sui parametri principali, che caratterizzano il sistema proposto, che hanno permesso di identificare il valore ottimo per il fattore di utilizzazione del combustibile (60 %) e tutti i parametri utili per la progettazione dell'intero impianto; in particolar modo tutte le temperature risultano compatibili con l'attuale stato dell'arte dei materiali e dei componenti. Nel dettaglio, l'analisi di sensitività ha mostrato che, a FU costante, ad incrementi della temperatura operativa dello stack devono corrispondere incrementi della velocità della microturbina. In queste stesse condizioni operative si possono conseguire marcati aumenti del rendimento del sistema ibrido.

Dal confronto con un analogo sistema a carbonati fusi emerge sostanzialmente che - nelle condizioni di funzionamento specificate - vi è una minore dipendenza del ciclo di bottoming con microturbogas dal ciclo di topping con fuel cells. Ciò conferma, in prima istanza, che è possibile studiare il gruppo micro-turbocompressore mediante simulazioni a partire da un emulatore di celle a combustibile.

Ai fini di un accoppiamento ottimale, si ritiene che le caratteristiche che dovrebbero avere i due sottosistemi siano quelle relative ai dati della simulazione a carico nominale di Figura 2, con efficienza di stack pari al 50 %, utilizzazione del combustibile pari al 60 % e portate in ingresso definite, temperatura di ingresso in turbina di circa 950-1000 °C.

Ulteriori possibili sviluppi del modello potrebbero riguardare il miglioramento della modellazione analitica dello stack - in questa prima fase relativamente semplificata.

Per quanto concerne invece la simulazione della microturbina da 100 kW (della quale si conoscono le curve caratteristiche di funzionamento) mediante emulatore, esaminando comparativamente i risultati dei test a rpm costante e a rpm variabile, si può constatare come, per una generica condizione di carico delle FC, la potenza elettrica netta erogata dall'unità MGT risulta sempre, in caso di rpm imposto costante, minore di quella corrispondente al funzionamento a velocità variabile e quindi al valore di rpm "ottimale" risultante. Fanno eccezione a quanto detto i casi corrispondenti a rpm di valori più bassi, in corrispondenza dei quali la potenza erogata è sì più elevata ma in condizioni di esercizio non accettabili in quanto la pressione di mandata del compressore risulta inferiore a quella di esercizio delle FC.

Suddette considerazioni e molte altre che emergono dall'analisi dei risultati qui presentati sono facilmente interpretabili alla luce del significato fisico delle curve descrittive i diagrammi caratteristici della turbina e del compressore. E' superfluo sottolineare come, a parità di valori nominali dei parametri di funzionamento fondamentali delle due turbomacchine (portata, rapporto di compressione/espansione, rendimento, velocità di rotazione), lo specifico assetto geometrico di ciascuna curva determina inequivocabilmente l'aderenza o meno della scelta del gruppo MGT per ogni specifica esigenza operativa, sia nel caso di esercizi a rpm costante che variabile.

A causa della mancanza del modello fisico-matematico del gruppo microGT sono stati utilizzati tout-court dati fissi - facilmente inseribili in un ambiente del tipo di IPSE - mentre con la procedura completa di simulazione del gruppo, autonomamente sviluppata e collaudata come esposto in breve nella parte finale del documento, non è stato possibile effettuare neppure qualche test su gruppi molto piccoli in quanto tale procedura, proprio perché completa e rigorosa, esige l'introduzione del modello fisico-matematico del gruppo micro-GT.

Bibliografia

1. M. Ronchetti. Celle a Combustibile - Stato di sviluppo e prospettiva della tecnologia. Rapporto tecnico. Ente per le Nuove tecnologie l'Energia e l'Ambiente. 2008.
2. W. A. Surdoval. Clean Economic Energy in a Carbon Challenged World, SECA Program Overview. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Proceedings of 10th Annual SECA Workshop, 2009.
3. S. M. Klara. Advancing Coal Energy Technologies. Department of Energy. 10th Annual SECA Workshop, 2009.
4. M. A. Khaleel, B.J. Koepfel, W. Liu, K. Lai, K.P. Recknagle, E. Ryan, E.V. Stephens, X. Sun, W. Surdoval, T. Shultz, B. White. Modeling Tools for Solid Oxide Fuel Cell Analysis. Pacific Northwest National Laboratory, National Energy Technology Laboratory. Proceedings of 10th Annual SECA Workshop, 2009.
5. J. H. Thijssen¹, W. A. Surdoval. Prospects for SOFC-Based Distributed Generation Power Generation. Thijssen, US DoE National Energy Technology Laboratory. Proceedings of Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
6. J. Stevenson, L. Pederson, L. Chick, V. Sprenkle, M. Khaleel, G. McVay. Solid Oxide Fuel Cell Development at Pacific Northwest National Laboratory. Pacific Northwest National Laboratory. Proceedings of Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
7. W. Colella, A. Sun, P. Margalef, J. Brouwer. Thermodynamic Models Of High Temperature Stationary Fuel Cell Systems (FCS) Co-Producing Hydrogen (H₂). Sandia National Laboratories, National Fuel Cell Research Center (NFCRC), University of California Irvine. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
8. P.F. van den Oosterkamp, P.C. van der Laag. Operational Experience with Micro-CHP Residential Fuel Cell Systems. ECN report number: ECN-RX--03-006. Energy research Centre of the Netherlands (ECN). AIChE Spring Meeting, New Orleans, USA, 25-29 March, 2003.
9. S. Voss, D. Trimis, O. Posdziech, J. Valldorf. Operational Results Of A Sofc Based Micro-Chp System Within The Framework Of The European Project "Flamesofc". Institute of Thermal Engineering Technical University of Freiberg, EBZ GmbH, VDI/VDE Innovation + Technik GmbH. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
10. C. García Cortés, E. Tzimas, S.D. Peteves. Technologies for Coal based Hydrogen and Electricity Co-production Power Plants with CO₂ Capture. JRC Scientific and Technical Reports, EUR 23661 EN - 2009.
11. A. Aarva, S. J. McPhail, R. Bove, A. Moreno. High-Temperature Fuel Cells: Commonalities And Opportunities For Integrated Research. TKK Helsinki University of Technology, ENEA Hydrogen & Fuel Cells - Rome, Alstom Power. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
12. M. L. Ferrari, M. Pascenti, L. Magistri, A. F. Massardo. MGT/HTFC Hybrid System Emulator Test Rig: Experimental Investigation On The Anodic Recirculation System. Thermochemical Power Group (TPG) – DiMSET, Università di Genova. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
13. A. Sorce, M. L. Ferrari, M. Pascenti, A. F. Massardo. Experimental Investigation On A Recuperator For Hybrid System Applications. Thermochemical Power Group (TPG) – DiMSET, Università di Genova, Genova. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December

15-18 2009 Rome Italy.

14. A. Traverso, M. Pascenti, M. Bandini, M. Carpanese, A. Barbucci. Development And Testing Of Anode Supported IT-SOFC. University of Genoa, Genoa, Italy. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
15. F. Arpino, D. Maugeri, A. Mauro, N. Massarotti, L. Vanoli. Metrologic Analysis Of A 5 Kw Solid Oxide Fuel Cell Cogenerative Module. Dipartimento di Meccanica, Strutture, Ambiente e Territorio (DiMSAT), Università of Cassino, Dipartimento per le Tecnologie (DiT), Università di Napoli "Parthenope". Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
16. F. Calise, G. Restuccia, N. Sammes. Experimental Analysis Of Micro-Tubular Sofc Fed By Hydrogen. DETEC - University of Naples Federico II, Department of Metallurgical and Materials Engineering, Colorado School of Mines, CO 80401, USA. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
17. G. Cinti, U. Desideri, G. Discepoli. H₂S Poisoning Contamination Effect On Solide Oxide Fuel Cell. Università degli Studi Di Perugia. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
18. Fuel Cell and Hydrogen Technologies. Outline of NEDO New Energy and Industrial Technology Development Organization 2008-2009.
19. M. Yoshikawa, H. Morita, T. Yamamoto, F. Yoshiba, Y. Mugikura. Development of SOFC Performance Evaluation Technology. Central Research Institute of Electric Power Industry, Yokosuka, Kanagawa, Japan. Proceedings of Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
20. T. Watanabe, Y. Izaki, Y. Mugikura, T. Yamamoto, M. Yoshikawa, H. Morita, F. Yoshiba, M. Kawase, K. Asano. Recent Fuel Cell Developments At Criept. Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI), Japan. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
21. S. W. Nam, S. A. Hong, S. H. Seo Y. S. Yoo. Development Of A 1kw Sofc Power Package For Residential Application. Center for Fuel Cell Research Center for Fuel Cell Research, Korea Institute of Science and Technology Korea Institute of Science and Technology Seoul, Power & Industrial Systems R&D Center Green Growth Laboratory Hyosung Corporation Korea Electric Power Research Institute, Anyang, Kyongki-Do, Korea Daejeon. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
22. S. Yoon, S. Lee, J. Bae, Guseong-Dong, Yuseong-Gu, Daejeon. Development Of The 1 kWe Integrated Diesel Fuel Processor System For Solid Oxide Fuel Cells. Department of Mechanical Engineering, Korea Advanced Institute of Science and Technology (KIST), South Korea. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - "Piero Lunghi Conference", EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
23. J. Lee, S. Hong. Korea's efforts on standardization of fuel cell testing. Korea Advanced Institute of Science and Technology (KIST), South Korea. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications. H₂FC Fuel Cell Research Center.
24. S-K. Dong, D-K. Lee. Development of Compact SOFC System and Combined Module for Heat Exchanger, Catalytic Burner and Steam Generator. Korea Institute of Energy Research. Proceedings of Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
25. M. Ronchetti. Celle a Combustibile - Stato di sviluppo e prospettiva della tecnologia. Rapporto tecnico. Ente per

le Nuove tecnologie l'Energia e l'Ambiente. 2008.

26. N. Bessette, D. Schmidt, J. Rawson, R. Foster, A. Litka. Acumentrics Advanced Power & Energy Technologies. Technical Progress Report, 2006.
27. D. S. Schmidt, N. F. Bessette, A. F. Litka, J. Rawson, R. E. Foster. Acumentrics Corporation. Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
28. Acumentrics5000. Acumentrics. Technical Data Sheet, 2007.
29. N. Bessette. Development of a Low Cost 3-10 kW Tubular SOFC Power System. Acumentrics. DoE Hydrogen Program, FY 2009 Annual Progress Report, November 2009.
30. F. Mitlitsky, J. Mc Elroy, K. Conmy. Low-Cost Co-Production of Hydrogen and Electricity. Bloom Energy. DoE Hydrogen program, FY 2009 Annual Progress Report, November 2009.
31. ES-5000 Energy Server. Bloom Energy. Technical Data Sheet, 2010.
32. D. Norrick, C. Vesely. Diesel-Fueled SOFC System for Class 7 / Class 8 On-Highway Truck Auxiliary Power. Cummins Power Generation. DoE Hydrogen program, FY 2009 Annual Progress Report, November 2009.
33. Rick Kerr. Delphi SOFC Stack Development Update. Delphi Corporation. SECA Conference, 15 July 2009.
34. S. Shaffer. Solid Oxide Fuel Cell Development for Auxiliary Power in Heavy Duty Vehicle Applications. Delphi Corporation. DoE Hydrogen program, FY 2009 Annual Progress Report, November 2009.
35. Steven Shaffer. Solid Oxide Fuel Cell Development for Transportation and Stationary Applications: Latest Update on Stack and System Performance. Delphi. Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
36. H. Ghezel-Ayagh, J. Walzak, R. Way, S. Jolly, K.E. Davis, C. Willman, P. Huang, D. Patel, M.D. Lukas, D. Stauffer, V. Vaysman, B. Borglum, E. Tang, M. Pastula, R. Petri, M. Richards. Integrated Coal Gasification and Solid Oxide Fuel Cell System for Centralized Power Generation. FuelCell Energy, Worley Parsons Group, Reading, Versa Power System. Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
37. Hossein Ghezel-Ayagh. Solid Oxide Fuel Cell Program at FuelCell Energy. FuelCell Energy Inc. 10th Annual SECA Workshop, 14-16 July 2009.
38. S. D. Vora. Development of High Power Density Seal-Less SOFCs. Siemens Energy. Proceedings of Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
39. J. Pierre. Fossil Power Generation Stationary Fuel Cells. Siemens Energy. Proceedings of 10th Annual SECA Workshop, 14-16 July 2009.
40. D. Brengel. SOFC Program Review. UTC Power. 10th Annual SECA Workshop, 14-16 July 2009.
41. B. Borglum. Cell and Stack Development at Versa Power Systems. Versa Power System. 10th Annual SECA Workshop, 14-16 July 2009.
42. B. Borglum. Development of Solid Oxide Fuel Cells at Versa Power Systems. Versa Power Systems. Proceedings of Fuel Cell Seminar & Exposition 2009, 16-19 November 2009.
43. M. Ronchetti. Celle a Combustibile - Stato di sviluppo e prospettiva della tecnologia. Rapporto tecnico. Ente per le Nuove tecnologie l'Energia e l'Ambiente. 2008.
44. Hexis AG. Galileo – decentralised energy and heat supply with fuel cells. Technical data Sheet, 2007.
45. R. Goettler. Overview of the Rolls-Royce SOFC Technology and SECA Program. Proceedings of 10th Annual SECA Workshop, 2009.
46. T. Ohrn. Rolls Royce IP-SOFC Technology Development. Proceedings of 10th Annual SECA Workshop, 2009.
47. S. Modena, M. Bertoldi, O. Bucheli, S. Diethelm, J. Van Herle. Sofc Stacks For High Performances And Robust Behaviour. Sofcpower, HTceramix, EPFL. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications -

“Piero Lunghi Conference”, EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.

48. M. Santarelli, F. De Benedictis, M. Gariglio, M. Cali, G. Disegna, G. Orsello. Operation of the Siemens power Generators CHP100 and SFC5. 17th World Hydrogen Energy Conference, 15-19 June 2008.
49. H. Holm-Larsen, M. J. Jørgensen, N. Christiansen, P. V. Hendriksen, A. Hagen, S. Ramousse,, M. Wandel. Recent Progress in Development and Manufacture of Solid Oxide Fuel Cell at Topsoe Fuel Cell A/S and Risø DTU. Topsoe Fuel Cell, Risø DTU . Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - “Piero Lunghi Conference”, EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
50. T. Hottinena, M. Noponen, P. Torriä, C. E. Sandströma, J. B. Hansenb, J. Jacobsenc, H. Modarresic. Methanol fuelled 20 kw SOFC System. Wärtsilä Finland, Haldor Topsøe A/S. Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - “Piero Lunghi Conference”, EFC09 December 15-18 2009 Rome Italy.
51. G. Lozza. Turbine a gas e cicli combinati. Progetto Leonardo 2000.
52. G. Cornetti. Macchine Termiche. Il Capitello.
53. A. Calabrò. Attività di R&S sulle Microturbine. Nota Tecnica. ENEA.
54. M. Bianchi, P.R. Spina, G. Tomassetti, D. Forni, E. Ferrero. Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e nel terziario. Report RSE/2009/18 ENEA-MSE.
55. C. Arrighetti, D. Pierini. Definizione delle caratteristiche funzionali di un impianto sperimentale di simulazione di sistemi ibridi MCFC-turbina con potenze dell’ordine del MW e sviluppo del relativo sistema di simulazione. Report RSE/2009/173.
56. L. Leto, A. Calabrò, C. Dispenza, A. Moreno, Simulation of an MCFC-□GT Hybrid System for the distributed electrical energy production (in Italian), Technical Report, ENEA, 2005.
57. K. Kordesh, G. Simader, Fuel Cells and their Application, VCH Verlagsgesellschaft Publishers, 1996.
58. R.O’Hayre, S. Cha, W. Colella, F. B. Prinz, Fuel Cells Fundamentals, John Wiley & Sons, 2006.
59. EG&G Technical Services, Fuel Cells Handbook (7th Edition), U.S. Department of Energy (DoE), Office of Fossil Energy - National Energy Technology Laboratory (NETL), 2004.
60. G. De Simon, F. Parodi, M. Fermiglia, R. Taccani, Simulation of Process for Electrical Energy Production Based on Molten Carbonate Fuel Cells, Journal of Power Sources 115 (2003) 210-218.
61. A.F. Massardo, F. Lubelli, Internal Reforming Solide Oxide Fuel Cells – Gas Turbine Combined Cycles (IRSFC-GT): part A – Cell Model and Cycle Thermodynamic Analysis, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, ASME 122 (2001).
62. L. Magistri, P. Costamagna, A. F. Massardo, C. Rodgers, C. F. McDonald. A Hybrid System Based on a Personal Turbine (5 kW) and a Solid Oxide Fuel Cell Stack: A Flexible and High Efficiency Energy Concept for the Distributed Power Market. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, OCTOBER 2002, Vol. 124.

Sitografia

www.fossil.energy.gov

www.netl.doe.gov

www.hydrogen.energy.gov

www.starkstate.edu

www.physics.montana.edu

www.chbe.montana.edu

www.tntech.edu

www.me.vt.edu

www.fcbt.gatech.edu

www.transportation.anl.gov

www.nfrc.uci.edu

www.ornl.gov

www.padtink.com

www.sofccanada.com

www.nserc-crsng.gc.ca

www.nrc-cnrc.gc.ca

www.rmcc.forces.gc.ca

www.chfca.ca

www.heck2008.com

www.energy.eu

www.real-sofc.org

www.sofc600.eu

www.ist-world.org

http://www.vtt.fi/proj/largesofc/

www.enea.it

www.ecn.nl

www.fz-juelich.de

www.vtt.fi

www.cnr.it

www.ricercadisistema.cnr.it

www.ikts.fraunhofer.de

www.risoe.dk

www.nedo.go.jp

www.aist.go.jp

cripi.denken.or.jp

www.jfcc.or.jp

www.ie.jrc.ec.europa.eu/fctestnet/

www.sofc.com.cn

www.mae.ntu.edu.sg

www.crc.gov.au

www.fuelcelltoday.com

www.fuelcellmarkets.com

www.fuelcellseminar.com

www.fuelcellsbulletin.com

www.acumentrics.com

www.bloomenergy.com

www.socalgas.com

www.sce.com

www.cumminspower.com

www.delphi.com

www.fuelcellenergy.com

www.gepower.com

www.energy.siemens.com

www.utcpower.com

www.versa-power.com

www.ztekc corp.com

www.adaptivematerials.com

www.protonex.com

www.ndenergy.com

www.fuelcelltoday.com

www.fuelcellmarkets.com

www.cerespower.com

www.hexis.com

www.microchp-project.org

www.aristonthermo.com

www.energetica.univpm.it

www.rolls-royce.com

www.sofcpower.com

www.turbocare.com

www.webasto.com

www.staxera.de

www.fuelcellsworks.com

www.topsoe.com

www.wartsila-nsd.com

www.sundyne.com

www.ulb.ac.be

www.unitn.it

www.enipower.com

www.airliners.net

www.blogspot.it

www.power.alstom.com

www.capstoneturbine.com

www.ingersollrandproduct.com

www.turbec.com

www.bowmanpower.co.uk

www.powermems.be

www.energysolutioncenter.org