



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Analisi e sperimentazione in scala di laboratorio di tecnologie di accumulo non convenzionale – Risultati dei test di laboratorio sul sistema H₂/SOFC e H₂/PEM

Rapporto Tecnico di Accompagnamento D3.2



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D3.2
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	05/09/2021
Obiettivo Realizzativo	OR3
Attività Realizzativa	A3.2
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, FBK
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Raffaele Giuseppe Agostino - UNICAL Orlando Corigliano – UNICAL Giuseppe De Lorenzo – UNICAL Matteo Genovese – UNICAL Francesco Piraino – UNICAL Petronilla Fragiaco - UNICAL Matteo Testi – FBK Giacomo Gottardi – FBK Nicola Fronza – FBK
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Edoardo Gino Macchi – FBK
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
PEM	Polimer Exchange Membrane
H ₂ PEM	Sistema Energetico di accumulo di Idrogeno a tecnologia PEM
PEE	Elettrolizzatore a tecnologia PEM
PEFC	Cella a Combustibile a tecnologia PEM
test	Modalità di esercizio testing
nGRID	Modalità di esercizio nanogrid
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SOE	Solid Oxide Electrolyzer
PFD	Process Flow Diagram
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram
HAZOP	HAZard and OPerability analysis
DN	Diametro Nominale

Indice

1. GENERALITÀ.....	6
2. IL SISTEMA ENERGETICO H ₂ PEM.....	7
2.1 Individuazione dei principali componenti del sistema H ₂ PEM.....	7
2.2 Progettazione di massima del modulo di accumulo H ₂ PEM.....	14
2.3 Test sperimentali.....	17
2.4 Validazione del modello.....	19
2.5 Modalità di gestione e controllo.....	20
2.6 Considerazioni conclusive sul sistema energetico H ₂ PEM.....	20
3. ANALISI SPERIMENTALE SISTEMA H ₂ -SOFC.....	22
3.1 Introduzione.....	22
3.2 Breve stato dell'arte sulle r-SOC.....	22
3.3 Obiettivi del lavoro.....	23
3.4 Descrizione del sistema.....	24
3.4.1 Modalità SOFC.....	25
3.4.2 Modalità SOE.....	27
3.4.3 Limiti tecnici del sistema.....	28
3.5 DoE - Design of Experiment.....	30
3.5.1 Test in modalità SOFC.....	30
3.5.2 Test in modalità SOEC.....	31
3.6 Risultati.....	31
3.6.1 SOFC.....	31
3.6.2 SOE.....	36
3.7 Analisi roundtrip efficiency.....	41
3.8 Conclusioni e spunti per attività future.....	43

Indice delle figure

Figura 1 Serbatoi agli idruri per lo storage di idrogeno, connesso con una fuel cell PEM [].....	13
Figura 2 Serbatoio a compressione per lo storage di idrogeno [ii].....	14
Figura 3 Schema a blocchi attività, focus su AR3.2	15
Figura 4 Sistema H2PEM	17
Figura 5. Test sperimentali generatore di energia elettrica PEM GreenHub 2 Pro DC	18
Figura 6. Validazione del modello numerico della cella a combustibile	19
Figura 7 PFD del sistema in modalità SOFC.	26
Figura 8. PFD del sistema in modalità SOE.....	27
Figura 9 Grafici VI dello stack rSOC in modalità SOFC. Il colore dei punti indica la temperatura di stack.	32
Figura 10 Efficienza elettrica di stack (SX) e di sistema (DX, includendo l'utilizzazione del combustibile), al variare della corrente (espressa in A/cm ²).....	33
Figura 11 Efficienza elettrica del sistema in funzione della temperatura, con indicazione della potenza elettrica prodotta in ogni punto del grafico.....	34
Figura 12: Efficienza cogenerativa del sistema in funzione della temperatura, con indicazione della potenza elettrica prodotta in ogni punto del grafico.....	35
Figura 13: Potenza elettrica assorbita dai riscaldatori per scaldare i flussi in input al sistema, in funzione della potenza elettrica prodotta, con indicazione della temperatura del sistema in ogni punto del grafico.	36
Figura 14 Grafici VI dello stack rSOC in modalità SOEC. Il colore dei punti indica la temperatura di stack.	37
Figura 15 Efficienza elettrica di stack (SX) e di sistema (DX, includendo l'utilizzazione del combustibile), al variare della corrente (espressa in A/cm ²).	38
Figura 16 Efficienza del sistema in modalità SOE al variare della temperatura di Stack. La mappa colore identifica la produzione di idrogeno.....	39
Figura 17 Produzione di idrogeno in modalità SOE al variare della potenza elettrica introdotta nel sistema in modalità di Stack. La mappa colore identifica l'efficienza del sistema totale elettrica.	40
Figura 18 Efficienza di cogenerazione del sistema in modalità SOE al variare della temperatura di Stack. La mappa colore identifica la produzione di idrogeno.	41
Figura 19 Efficienza elettrica complessiva stimata considerando la potenza elettrica estratta in fase SOFC e di quella complessiva in fase SOE (sia assorbita direttamente dalla cella che dai vari riscaldatori).....	42
Figura 20 Efficienza cogenerativa complessiva considerando la potenza elettrica e termica estratta in modalità SOFC e di quella complessiva richiesta in fase SOE (sia assorbita direttamente dalla cella che dai vari riscaldatori).	43

Indice delle tabelle

Tabella 1 Analisi di mercato: elettrolizzatori PEM.....	9
Tabella 2 Analisi di mercato: fuel cell PEM.....	10
Tabella 3 sistemi di stoccaggio agli idruri metallici.....	11
Tabella 4. Caratteristiche dei serbatoi MyH2® []	12
Tabella 5 Progettazione del Sistema.....	15
Tabella 6. Tabella con caratteristiche tecniche dello stack.	25
Tabella 7 Limiti di set point e gradiente per la portata sulla linea idrogeno	28
Tabella 8 Limiti di set point e gradiente per la portata sulla linea aria	29
Tabella 9 Limiti di set point e gradiente per la portata sulla linea acqua.....	29
Tabella 10: Limiti di set point e gradiente per il chiller ad acqua.....	29
Tabella 11 Limiti di set point e gradiente per il riscaldatore sulla linea del catodo	29
Tabella 12 Limiti di set point e gradiente per il riscaldatore sulla linea dell'anodo.	29
Tabella 13 Limiti di set point e gradiente per i riscaldatori interni allo stack.	30
Tabella 14: Limiti di set point e gradiente per il riscaldatore dell'evaporatore.	30

1. Generalità

L'attività AR3.2 ha riguardato la progettazione di massima e l'analisi in scala di laboratorio di tecnologie per l'accumulo di energia sotto forma di idrogeno (Power to Hydrogen) finalizzata all'indirizzamento verso la progettazione definitiva del sistema energetico previsto nella fase dimostrativa dell'OR7.

L'attività AR3.2, in relazione al presente deliverable, è fortemente interconnessa l'attività AR3.1, a cui fa seguito.

Nell'ambito dell'attività 3.1 è stata condotta un'attività inerente allo sviluppo di modelli numerici finalizzata ad una progettazione preliminare del sistema energetico ad accumulo di idrogeno a tecnologia PEM, che sarà installato presso i laboratori dell'Università della Calabria.

Nell'ambito dell'attività 3.1 è stato inoltre realizzata la progettazione del sistema di accumulo H2-SOFC basato su cella a combustibile reversibile ad ossidi solidi (rSOFC). La progettazione del sistema è stata supportata da simulazioni numeriche stazionarie del sistema. Le principali difficoltà emerse durante l'attività sono legate all'elevata temperatura del sistema (800°C). Ciò richiede particolare attenzione nella selezione dei materiali e dei componenti nonché nell'isolamento termico del sistema.

L'attività AR3.2, successiva alla AR3.1, ha inglobato tutte le analisi preventive, effettuate con i modelli di simulazione sviluppati ad hoc, nonché tutta l'analisi dello stato dell'arte per l'individuazione della tecnologia più opportuna e quindi una prima analisi preliminare per la ricerca di mercato per la proposizione della componentistica da prendere in considerazione per l'ideazione del sistema energetico in oggetto.

In questa attività di AR3.2 un'approfondita analisi di mercato, vocata all'individuazione di aziende, case costruttrici e commercializzanti sistemi a idrogeno, seguita dall'analisi e dalla sperimentazione di unità energetiche Celle a Combustibile tipo PEM e tipo SOFC sono state necessarie per la progettazione preliminare di un sistema energetico complesso, che apre e facilita la strada alla successiva progettazione definitiva ed esecutiva di un'unità dimostrativa (da compiersi nell'attività AR7.1) di Sistema Energetico ad Accumulo di Idrogeno. Il sistema prevede sia produzione che consumo di idrogeno per finalità energetiche e deve essere considerato inserito in un sistema energetico, più complesso, ad un livello superiore.

Nella fattispecie, il Sistema Energetico ad Accumulo di Idrogeno tipo PEM si inserisce in una Power grid, insieme con altri Sistemi Energetici per provvedere al bilanciamento elettrico della rete. Una nanogrid superiore avrà il compito di gestire i flussi energetici in ingresso ed in uscita in funzione dei suoi desiderata.

Si richiama, in sintesi, il funzionamento del sistema energetico in oggetto. L'unità è ideata per entrare in funzione quando la rete elettrica è sbilanciata verso un surplus di potenza elettrica prodotta e non utilizzata dai carichi (a), ed entra in chiamata nel caso contrario, cioè qualora i carichi nella rete elettrica abbiano necessità di potenza elettrica aggiuntiva (b).

Nel caso (a), il Sistema Energetico ad Accumulo di Idrogeno entra in funzione convertendo l'energia elettrica in surplus sotto forma di idrogeno.

Nel caso (b) il Sistema Energetico ad Accumulo di Idrogeno entra in funzione convertendo l'energia, precedentemente stoccata sotto forma di idrogeno, in energia elettrica da restituire alla rete.

Naturalmente, gli elementi cuore del Sistema Energetico in oggetto sono stati individuati in un Sistema di Elettrolisi, un Sistema Cella a Combustibile ed un Sistema di Stoccaggio di Idrogeno.

Il presente report illustra le fasi di lavoro sviluppate, quindi i risultati ottenuti per l'attività di ricerca 3.2.

- Definizione dei sotto-sistemi necessari per la realizzazione del sistema di accumulo: elettrolizzatore (a membrana polimerica-PEM); sistemi di accumulo idrogeno (serbatoi in pressione e serbatoi ad idruri metallici); cella a combustibile a membrana polimerica (PEM);
- Progettazione di due moduli di accumulo rispettivamente basati su tecnologia PEM e SOFC.
- Test sperimentale del generatore di Potenza Elettrica PEM e validazione del modello numerico;
- Modalità di gestione e controllo del sistema.

2. Il sistema energetico H₂PEM

2.1 Individuazione dei principali componenti del sistema H₂PEM

In forte connessione con le attività di ricerca condotte in seno all'AR3.1, in cui sono stati sviluppati i modelli numerici in supporto alle decisioni tecniche, e dopo aver previsto un primo layout base per il sistema energetico di accumulo di energia elettrica in idrogeno, si è proceduto con un'approfondita analisi di mercato per la ricerca dei componenti che hanno raggiunto un soddisfacente grado di maturità tecnologica e commerciale.

Pertanto, la ricerca è stata diretta verso l'analisi della sitografia di aziende impegnate rispettivamente, in produzione e commercializzazione di dispositivi elettrolizzatori PEM, celle a combustibile PEM e reservoir a tecnologia agli idruri.

Dalla ricerca sono emerse diverse compagnie produttrici e commerciali di elettrolizzatori a tecnologia PEM. Alcune di queste compagnie ora risultano acquisite da compagini di dimensioni molto più importanti, segno e conferma che il settore dell'idrogeno è in rapida e veloce ascesa. Altre società invece hanno rafforzato il loro asset e si preparano ad essere protagoniste nel prossimo decennio. Un'ulteriore considerazione che è emersa è che nell'ambito della produzione di idrogeno, molte società hanno abbandonato le piccole taglie per dedicarsi esclusivamente alle taglie delle centinaia di kW e anche di MW per produzione di idrogeno su quantitativi industriali (grandi quantità che presto o tardi saranno considerate in alimentazione ad una grande infrastruttura simile a quella del gas naturale), abbandonando di fatto le piccole produzioni. Le piccole produzioni sembrano sempre di più essere relegate ad unità dimostrative di laboratorio e di ambiente di testing.

Per es. si cita la società Proton OnSite con produzione di modelli di taglie dell'ordine del kW, come la serie S di elettrolizzatori; essa negli ultimi anni ha spostato l'attenzione verso sistemi elettrolizzatori PEM di taglia maggiore, anche della capacità di diverse MW, destinati all'alimentazione degli autobus a celle di combustibile utilizzati nelle città di Foshan e Yunfu, in Cina.

Cosa leggermente diversa, invece, riguarda l'ambito delle fuel cell a tecnologia PEM. La ricerca ha messo in evidenza, invece, che rimane una importante attenzione alle taglie dell'ordine del kW. Ciò, al contrario del caso precedente, è segnale di grande sensibilità verso la generazione di energia distribuita. Come noto, le celle a combustibile PEM hanno la peculiarità di integrarsi bene nelle reti elettriche, e di rispondere rapidamente alle variazioni di carico. Pertanto, le smartgrid sono dei sistemi preferenziali ad accogliere suddetta tecnologia e saranno anch'esse in forte diffusione nei prossimi anni, contestualmente ai sistemi energetici PEM.

Parallelamente, il contesto dello stoccaggio assume un ruolo di primo piano nella penetrazione e diffusione dell'energia da idrogeno. Alla produzione di idrogeno deve necessariamente affiancarsi un sistema di conservazione del gas sia per le quantità industriali, che per le quantità che devono essere gestite a livello di rete locale. Per quest'ultime i sistemi di stoccaggio a tecnologia agli idruri metallici stanno prendendo sempre più piede. La loro connotazione di stoccare importanti quantità a pressioni moderatamente basse eleva gli standard di sicurezza e ne fa aumentare l'accettabilità sociale. Per tali ragioni, a livello di rete locale/smart grid lo stoccaggio agli idruri è molto attenzionato.

Nel presente progetto, come noto il sistema di stoccaggio analizzato prevede sia quello convenzionale a compressione, sia quello più innovativo agli idruri. Sullo stoccaggio convenzionale non ci si è soffermati ad effettuare ricerche dal momento che è facile individuare le aziende commercializzano gas puri e che sono sostanzialmente le stesse da decenni.

Giusto per avere un insight sulla ricerca, la Tabella 1 sintetizza e raccoglie le aziende che producono e commercializzano sistemi elettrolizzatori PEM dell'ordine del kW di potenza elettrica assorbita in input, che il range di taglia considerato per il presente progetto.

Si rammentano: la Proton OnSite, l'H-tec, ora acquisita dalla Man Energy Solutions, la ITM Power, la Green Hydrogen, la Genport Power Solutions, la H₂ Planet, la Cummins (ex Hydrogenics), la Jinan Green Lab Instrument Co., Ltd., la Whole Win (Beijing) Materials Sci. & Tech. Co., Ltd. La Tabella riporta, quindi, oltre alla casa costruttrice, le principali caratteristiche, quali pressione di esercizio, portata in produzione, ed efficienza.

A dato comune si evidenzia la pressione di esercizio prossima ai 15 bar, il che implica un sistema di conservazione dell'idrogeno prodotto senza la necessità di usare dei compressori, con notevoli risparmi energetici ed economici. Per es. la serie dei sistemi HyPEM Xp della H₂ planet opera a 15 bar di pressione di esercizio, producendo 0.15 – 2.2 Nm³ di idrogeno, per un assorbimento di 0.2 – 0.55 kW. L'elettrolizzatore LM-2000 Jinan Green Lab Instrument Co., Ltd. presenta un assorbimento di circa 1 kW. C'è da notare che i dispositivi commerciali più recenti sono allineati su un'efficienza intorno ai 5 kWhNm⁻³, allineati ai target internazionali; mentre quelli di generazione meno recente mostrano un'efficienza di conversione meno performante.

Tabella 1 Analisi di mercato: elettrolizzatori PEM

Casa costruttrice	Modello	Pressione [bar]	Portata H ₂ [Nm ³ min ⁻¹]	Efficienza [kWhNm ⁻³]	Assorbimento [kW]	Immagine
Proton OnSite www.protononsite.com	S series	14	4.4 – 17.5	6.7	0.1 - 4	
MAN Energy Solutions https://www.man-es.com (H-TEC Systems / www.htec.com)	H-TEC Series-S	-	3.66 - 18	6.8 – 7.3	1 – 5	
ITM Power http://itm-power.com	Hpac, HCore, HBox, HFuel	15	10	4.8 - 5		
Green Hydrogen	P-Series	15 - 50	17	-	5	
Genport Power Solution http://www.genport.it/	GenH2	16	1.4		0.6	
H2 planet www.h2planet.eu	HyPEM Xp Series	15	0.15 – 2.2	4.8	0.2 - 0.55	
H2 planet www.h2planet.eu	Hy-PEM ONE	15 (30)	8.3 - 34	4.8		
Cummins (ex Hydrogenics)	Hylizer1				6.7	
Jinan Green Lab Instrument Co., Ltd. http://www.greenlabcn.com/en/	LM-2000	-	2		1	
Whole Win (Beijing) Materials Sci. & Tech. Co., Ltd. https://www.wholewintech.com/	HY Series	7	0.3 – 0.5		0.2	

Analogamente per le fuel cell, è stata costruita una tabella che raccoglie le principali case produttrici e che commercializzano celle a combustibile tipo PEM della taglia dell'ordine del kW.

Si citano: Plug Power, Ballard Power Systems, Horizon Fuel Cell Technologies, Nedstack Fuel Cell Technology, Shanghai Shenli Technology Co. Ltd, H2 planet, Nuvera Fuel Cells, ElringKlinger AG, Intelligent Energy. Si osserva una concentrazione di case costruttrici e produttrici di tecnologia PEM in Europa, in Nord America ed in Cina prevalentemente. E' il caso di evidenziare che Nuvera Fuel Cells è vocata alla produzione di Fuel Cell per

powertrain e meno a sistemi stazionari. La Tabella 2 riporta il modello, pressione, portata di idrogeno in elaborazione, efficienza di conversione e potenza elettrica. Di alcuni modelli sono presenti i datasheet sui website, ma non sempre si riescono a reperire tutte le informazioni tecniche. Di altri modelli alcune caratteristiche sono state reperite studiando paper della letteratura attuale di riferimento.

Tabella 2 Analisi di mercato: fuel cell PEM

Casa costruttrice	Modello	Pressione [bar]	Portata H ₂ [Nlmin ⁻¹]	Efficienza [%]	Potenza elettrica [kW]	Immagine
Plug Power www.plugpower.com	Serie Gensure E				0.2 - 4	
Ballard Power Systems www.ballard.com	FCgen – HWPM				1 - 60	
Horizon Fuel Cell Technologies www.horizonfuelcell.com	FCS-C2000		26	42	2	
Nedstack Fuel Cell Technology https://nedstack.com	FCS 7-XXL		77	40		
Shanghai Shenli Technology Co. Ltd http://www.sl-power.com						
H2 planet www.h2planet.eu	Serie GreenHub 2 Pro	6 - 25	7 - 70		0.45 – 4.5	
Nuvera Fuel Cells www.nuvera.com					5 - 120	
ElringKlinger AG https://www.elringklinger.com	Serie NM	2.5			6 – 70; 30 - 15	
Intelligent Energy https://www.intelligent-energy.com	Serie FCM/IE-Lift	1 ca.			1 - 4	

Quanto agli idruri, il criterio impostato per la ricerca ha riguardato la capacità del reservoir dell'ordine del Nm³, che pare il range di taglia adeguata per sistemi elettrolizzatori/fuel cell da 1 kW. Si citano le aziende: Heliocentris, Whole Win (Beijing) Materials Sci. & Tech. Co., Ltd., HydrogenComponents Inc., Mahytec, H2 planet. La Tabella 3, riporta per le succitate case il modello, la pressione massima in ricarica, la pressione massima in esercizio, il tempo di ricarica, e la temperatura di ricarica.

Tabella 3 sistemi di stoccaggio agli idruri metallici

Casa costruttrice	Modello	Pressione max in ricarica [bar]	Pressione max [bar]	Capacità [Nm ³]	Tempo di ricarica	Temperatura di ricarica [°C]	Immagine
Heliocentris https://www.heliocentrisacademia.com	Serie HS / MHS	10 - 17	8	0.06 – 0.8		5 - 30	
Whole Win (Beijing) Materials Sci. & Tech. Co., Ltd. https://www.wholewintech.com							
HydrogenComponents Inc. https://www.hydrogencomponents.com	CL-910	37		0.91	2 gg	20	
Mahytec https://www.mahytec.com	MHT-MAGNUM	15	100	2.1	2 h (cooling)	10 (min)	
	MHT-HYCUBE	10	5	0.8	-	-	
H2 planet www.h2planet.eu	Serie MyH2	12	30	0.3 - 3		10 (min)	

Si osserva che la pressione in ricarica spesso è differente da quella massima in esercizio. L'idruro, come relazionato al D3.1, ha una modalità di ricarica che è governata solitamente da un processo esotermico. Al contrario, la scarica è un processo endotermico, pertanto richiede calore per avvenire efficacemente. Così, tempi, modalità di gestione e processi possono essere totalmente differenti l'uno dall'altro.

A titolo di esempio si descrivono dei componenti tra quelli ricercati e analizzati, che risultano essere idonei per la componentistica del sistema H2PEM. Si fa riferimento ad un sistema di reservoir, fuel cell ed elettrolizzatore della H2 Planet, azienda del territorio nazionale che commercializza tutti i dispositivi ricercati.

Si citano il reservoir agli idruri di magnesio della tipologia MyH₂ ed un reservoir a compressione della tipologia HyTank.

Il modello MyH₂ 3000 risulta essere idoneo ai fini del sistema energetico. Per le grandezze in gioco nel sistema è necessario un MyH₂ 3000, dotato di camicia elettrica per la sua rigenerazione (con camicia riscaldante e raffreddante ad acqua), con collettore e mantello di convogliamento liquido raffreddamento/riscaldamento, alette scambio calore, serpentine resistenze siliconiche.

Il MyH₂ 3000 può gestire fino a oltre 24 Nm³ di idrogeno e oltre 24 kWh di energia stoccata in soli 40 litri di ingombro, al netto dell'efficienza di fuel-cell standard.

Altre informazioni sono riportate nella Tabella 4, reperita direttamente sul sito dell'azienda.

Tabella 4. Caratteristiche dei serbatoi MyH₂® [i]

MODELLO/ PROPRIETA'	MyH ₂ ® 300	MyH ₂ ® 600	MyH ₂ ® 900	MyH ₂ ® 2000	MyH ₂ ® 3000	MyH ₂ ® 7000
Capacità stoccaggio	300 litri	600 litri	900 litri	2000 litri	3000 litri	7000 litri
Ingombro fisico	0,55 litri	1,4 litri	1,7 litri	3,3 litri	5,8 litri	16,7 litri
Peso	2,4 kg	5 kg	6,9 kg	14 kg	22 kg	47 kg
Dimensioni	A: 31,5 cm D: 7 cm	A: 31,5 cm D: 10 cm	A: 38 cm D: 10 cm	A: 56 cm D: 11 cm	A: 53 cm D: 15 cm	A: 108,5 cm D: 14 cm
Pressione ricarica	5-12 bar	5-12 bar	5-12 bar	5-12 bar	5-12 bar	5-12 bar
Pressione massima	30 bar	30 bar	30 bar	30 bar	30 bar	30 bar
Purezza H ₂	99.995%	99.995%	99.995%	99.995%	99.995%	99.995%

Certificato CE PED - Conforme ISO 16111 - Trasportabile UN3479

Tale reservoir a tecnologia agli idruri ha la caratteristica di stoccare a soli 10 bar di pressione quantitativi di idrogeno 3 volte superiori a quelli stoccabili a pressioni di 200 bar standard industriale per l'idrogeno nello stesso ingombro fisico, compiendo notevoli risparmi energetici ed economici legati alla pressurizzazione ed all'ingombro di superficie.

Nelle Figura 1 è illustrata la connessione del reservoir agli idruri con una fuel cell tipo PEM della H₂ Planet. La cella a combustibile presenta una taglia netta di circa 1000 W DC, con consumo massimo di circa 14 NI/min, ad una pressione di alimentazione di 6 – 25 bar. La cella a combustibile presenta un'efficienza minima (HHV) del 30 %, una tensione di uscita di 56 V, per un peso di 40 kg. Sistemi commerciali di questo tipo sono riscontrabili in alcuni modelli della serie GreenHub2 PRO 1000.



Figura 1 Serbatoi agli idruri per lo storage di idrogeno, connesso con una fuel cell PEM [iii]

Per quanto riguarda il reservoir a compressione, il modello Hy-tank da 50 lt, con pressione massima di 200 bar può essere considerato tecnicamente idoneo per il caso. Si descrive il modello. Le bombole sono in acciaio inox con marchiatura TPED e CE (made in EU) con certificato di conformità per uso idrogeno a 200 bar pressione industriale. Ogiva rossa verniciata a norma inclusa. Il contenuto massimo di idrogeno è valutabile in 10 Nm³.

Ai fini del progetto, per le grandezze in gioco, sono necessari 2 - 3 serbatoi.

In Figura 2 è illustrato il serbatoio a compressione.

Quanto al sistema di produzione di idrogeno un modello idoneo al caso potrebbe essere un dispositivo commerciale da 350 W DC in termini di stack (600 W Dc ca. come sistema), con produzione di circa 1.2 NI/min, ad una pressione di massima di 15 – 20 bar. La direzione verso taglie inferiori al kW è dettata da un'esigenza di budget, dal momento che gli elettrolizzatori di piccola taglia presentano costi importanti. Per cui, una tale considerazione combina prestazioni ad esigenze di budget. L'elettrolizzatore presenta un'efficienza (HHV) del 70 %, una tensione di ingresso di 56 V, per un peso di 22 kg. Sistemi commerciali di questo tipo sono riscontrabili in alcuni modelli della serie New Hy-PEM XP Rack.



Figura 2 Serbatoio a compressione per lo storage di idrogeno [ii]

2.2 Progettazione di massima del modulo di accumulo H₂PEM

Sono state delineate le linee guida per la progettazione di massima del modulo di accumulo H₂PEM. In Figura 3 è riportato uno schema a blocchi che inquadra i principali elementi di sviluppo dell'attività AR3.2, in connessione con la AR3.1 e la AR7.1. A valle della ricerca di mercato, tramite cui è stata effettuata l'individuazione della tecnologia, delle case produttrici e delle taglie dei modelli idonei, si è proceduto con la scelta dei componenti il

sistema. Quindi con la progettazione di massima del sistema, prevedendo a livello preliminare piping, valvole e sistemi di misurazione delle variabili di esercizio. Infine, si è proceduto con i testing sperimentali, validando sul campo i modelli numerici precedentemente sviluppati.

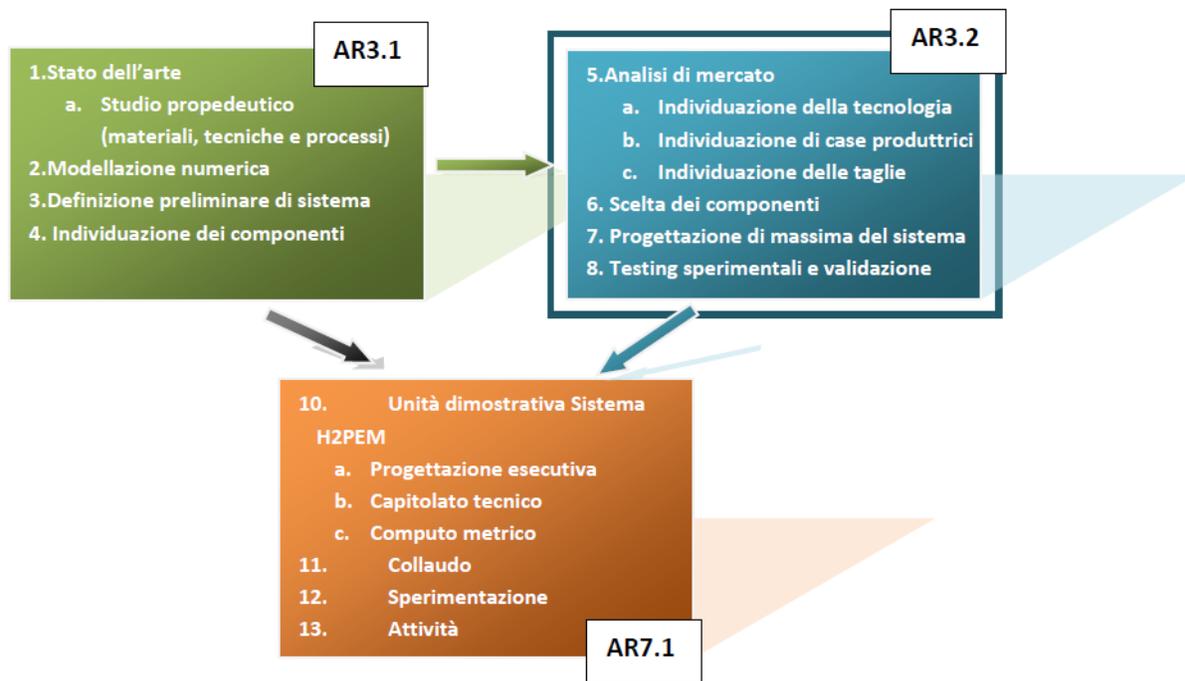


Figura 3 Schema a blocchi attività, focus su AR3.2

Nella Tabella 5 è riportata la scelta dei componenti, individuati, per fare parte del sistema energetico H2PEM.

Come si osserva, si fa riferimento ad un elettrolizzatore PEM della taglia di ≈ 0.5 kW, una cella a combustibile PEM della taglia di ≈ 1 kW, un sistema di stoccaggio agli idruri della capacità di stoccaggio di $\approx 2 - 3$ Nm³, un sistema di stoccaggio a compressione della capacità complessiva di $\approx 2 - 3$ Nm³. Le altre caratteristiche possono essere dedotte direttamente dalla tabella.

Tabella 5 Progettazione del Sistema

Componente	Tecnologia	Taglia	Caratteristiche
 Elettrolizzatore	PEM	≈ 0.5 kW	Flusso H2: 1 – 2 NI/min Efficienza: 50 kWh/kg _{H2} Pressione: 15 – 20 bar

<p>Cella a combustibile</p> 	PEM	≈1 kW	<p>Flusso H2: 10 – 15 NI/min Efficienza: 45 – 50 % Pressione: 5 – 20 bar</p>
<p>Sistema di stoccaggio H2</p> 	Agli idruri metallici	≈ 2 – 3 Nm ³	<p>Material based (innovativo) Pressione: 15 – 30 bar Temperatura di ricarica: ambiente Temperatura di scarica: ambiente o riscaldata tramite resistenza</p>
	A compressione	≈ 2 – 3 Nm ³	Pressione: 250 bar (convenzionale)

Per la progettazione del sistema, stabiliti i componenti principali, sarà necessario provvedere ad una rigorosa stesura del computo metrico, che sarà utilizzato quindi per determinare le quantità delle diverse lavorazioni presenti nel progetto; affiancato, chiaramente, da un computo metrico che sarà utilizzato per stimare il valore economico di questi numeri e valutare la quantità totale di lavoro.

Sarà pertanto necessario prevedere in linea di massima: il piping, la strumentazione per l'acquisizione dei parametri di esercizio (sensori e trasduttori), elettrovalvole, ecc. (Figura 4).

- Quanto al piping, è necessario prevedere una linea di mandata di idrogeno dall'elettrolizzatore al sistema di stoccaggio, ed una linea di esercizio dal sistema di stoccaggio alla cella a combustibile. Il sistema di stoccaggio di idrogeno dovrà prevedere un adeguato piping anche tra il sistema di reservoir a compressione ed il sistema agli idruri (che potranno essere gestiti singolarmente o contemporaneamente sia in carica che scarica¹).
- Per la strumentazione sarà necessario prevedere il numero adeguato di sensori per la rilevazione dei principali segnali da monitorare:
 - Termocoppie per la rilevazione delle temperature;
 - Sensori di pressione per la rilevazione della pressione di esercizio dei dispositivi, pressione nei reservoir e nelle linee;
 - Flussimetri per il monitoraggio del flusso di idrogeno in carica e scarica;
 - Voltmetri e amperometri agli stack e ai sistemi;
 quindi trasduttori, ed un idoneo sistema di attuatori; la strumentazione dovrà essere chiaramente completata da un adeguato sistema di acquisizione tramite cui acquisire le letture ad effettuare gli azionamenti.
- Un adeguato numero di elettrovalvole dovrà essere previsto per la gestione dei reservoir, nonché un adeguato numero di valvole di non ritorno;

¹ L'utilizzo di due sistemi di stoccaggio H2 e' interessante anche al fine di comprendere i differenti processi carica e scarica dei reservoir.

- Un rigoroso sistema di sicurezza completerà la progettazione;
- Un'unità di elaborazione dati, equipaggiati con hardware e software dedicati, è necessaria al controllo ed il monitoraggio da remoto.

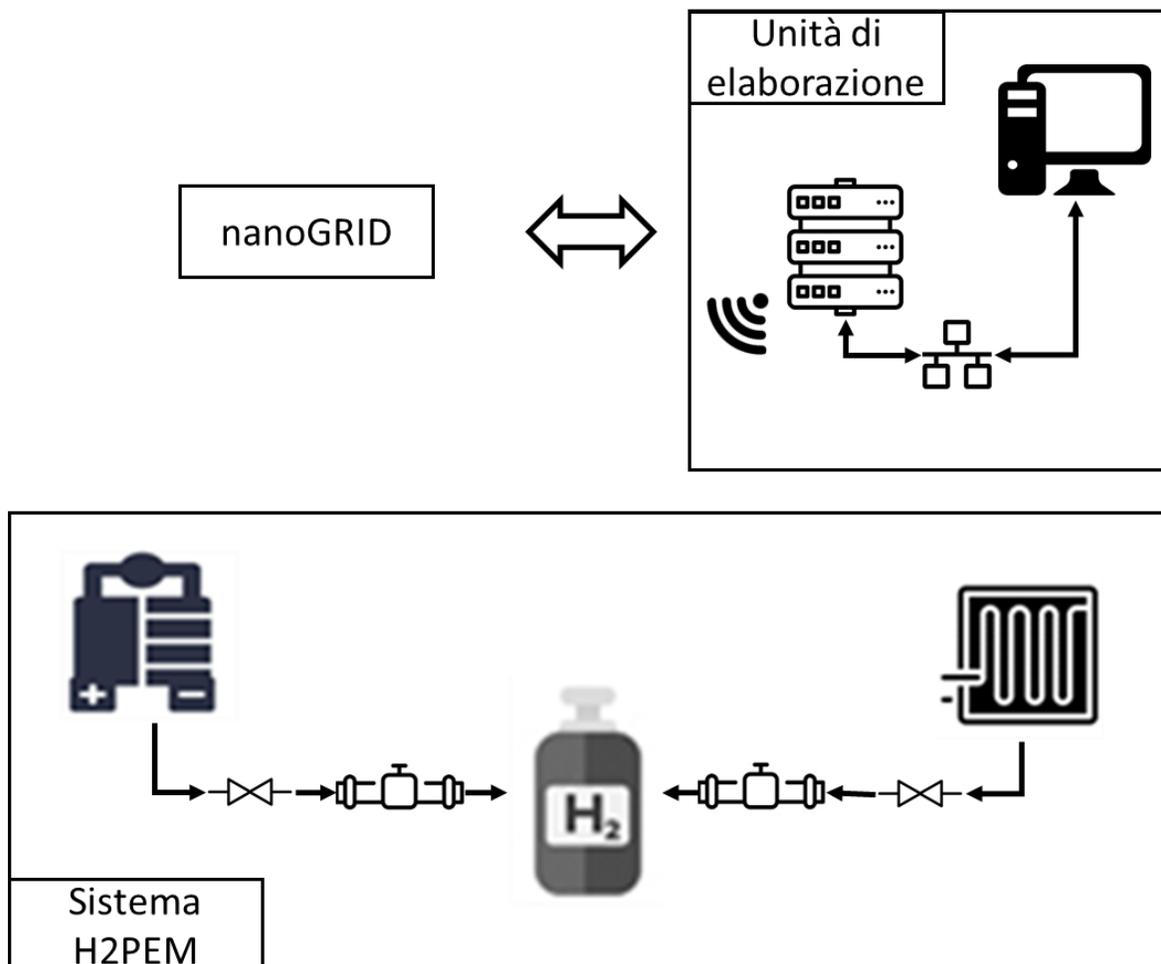


Figura 4 Sistema H₂PEM

L'individuazione dei suddetti elementi è propedeutica alla progettazione esecutiva del sistema per la realizzazione di un'unità dimostrativa che sarà effettuata in seno all'attività AR7.1.

2.3 Test sperimentali

Successivamente alle analisi e ricerche di mercato si è proceduto ai test sperimentali.

L'analisi sperimentale della componentistica è stata condotta sul dispositivo commerciale generatore di energia elettrica PEM GreenHub 2 Pro DC black box. Il GreenHub 2 Pro DC comprende uno stack a tecnologia polimerica, dell'ordine di 1 kW. Esso comprende, inoltre, un convertitore DC/DC che rende costante la tensione dello stack

PEM, che naturalmente è variabile con la corrente. Il dispositivo rende in uscita energia elettrica DC alla tensione costante di 56 V. Consuma una portata di idrogeno al punto di funzionamento di massimo di 14 NI/min.

In qualità di black box le analisi hanno fatto riferimento alle letture energetiche alla sezione di uscita dello stesso dispositivo. In Figura 5 sono riportate le analisi sperimentali Tensione – Potenza Elettrica netta di dispositivo, e consumo di idrogeno – Potenza Elettrica netta di dispositivo.

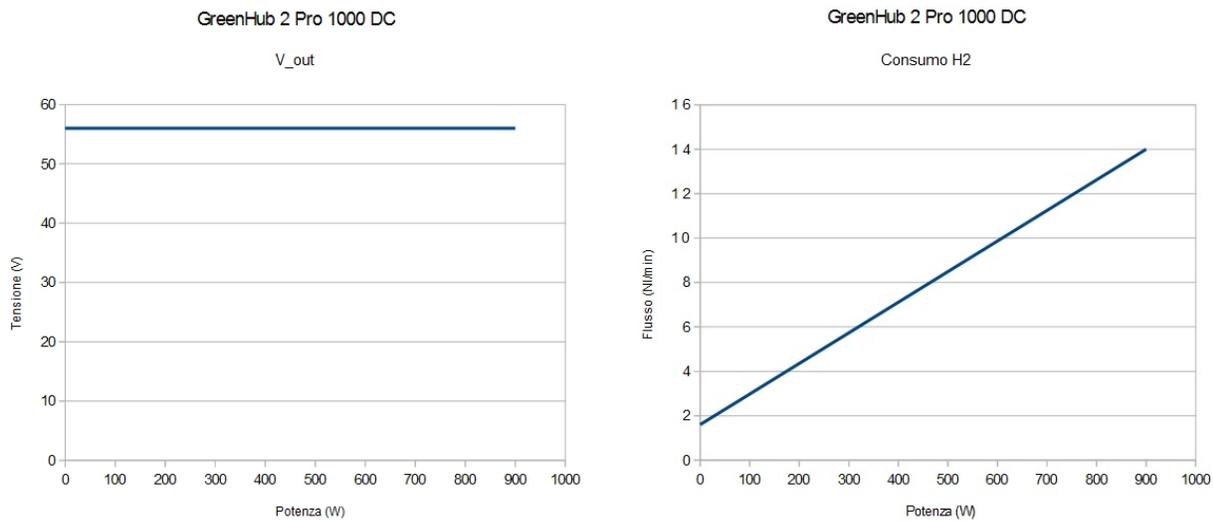


Figura 5. Test sperimentali generatore di energia elettrica PEM GreenHub 2 Pro DC

Come si può osservare, il grafico relativo al plot Tensione – Potenza Elettrica netta di dispositivo mostra l’efficacia del convertitore DC/DC, che mantiene stabile la tensione a qualsiasi valore di potenza elettrica netta all’uscita. Si osserva, infatti, che la tensione è pari al valore di 56 V fino alla potenza massima in uscita di 900 W.

Il grafico a destra riporta invece il consumo di idrogeno, sempre al variare della potenza elettrica netta in uscita; si evince che esso è pari 1.7 NI/min ca. a potenza elettrica nulla, mentre a potenza massima è 14 NI/min, con un andamento circa lineare.

Dalla coordinata 0 W – 1.7 NI/min si evince che il valore minimo di idrogeno in reazione per compensare gli auto-assorbimenti interni è proprio 1.7 NI/min. In prima approssimazione l’auto-assorbimento dei componenti ausiliari è stata ritenuta costante alle diverse condizioni di esercizio.

2.4 Validazione del modello

Facendo seguito allo sviluppo dei modelli numerici dedicati, sviluppati ad hoc per componente, e già validati mediante raffronto con dati sperimentali reperiti dalla letteratura di riferimento, in questa sezione è riportata la validazione del modello numerico relativo alla cella a combustibile PEM, usando proprio i dati sperimentali relativi al consumo di idrogeno, già commentati nel paragrafo precedente.

I risultati ottenuti dal modello di simulazione numerica, il cui run è effettuato in un opportuno ambiente di calcolo programmabile, sono stati ottenuti con l'espressione analitica riportata in (1).

$$\dot{V}_{\text{cons}}^{\text{H}_2} = 1.348e3 \cdot \frac{P_{\text{stack}}^{\text{el}} - P_{\text{aux}}^{\text{el}}}{n_c \cdot n_e \cdot F_a \cdot V_c} \quad (1)$$

Nell'espressione $P_{\text{stack}}^{\text{el}}$ rappresenta la potenza elettrica lorda di stack, $P_{\text{aux}}^{\text{el}}$ la potenza elettrica assorbita dalla componentistica ausiliaria per il suo sostentamento, V_c rappresenta la tensione di singola cella a combustibile, mentre n_c , n_e , F_a rappresentano il numero di celle nello stack, il numero di elettroni coinvolti nei processi elettrochimici e la costante di Faraday.

La Figura 6 illustra il confronto dei risultati numerici con i dati sperimentali ottenuti. Sono riportati il confronto dei risultati e il plot dell'errore, calcolato secondo l'espressione riportata in (2).

$$\text{err} = \frac{\dot{V}_{\text{cons}}^{\text{H}_2-\text{num}} - \dot{V}_{\text{cons}}^{\text{H}_2-\text{exp}}}{\dot{V}_{\text{cons}}^{\text{H}_2-\text{num}}} \quad (2)$$

$\dot{V}_{\text{cons}}^{\text{H}_2-\text{num}}$ rappresenta il risultato i-esimo ottenuto dal modello numerico, mentre $\dot{V}_{\text{cons}}^{\text{H}_2-\text{exp}}$ rappresenta il dato i-esimo ottenuto dai test sperimentali.

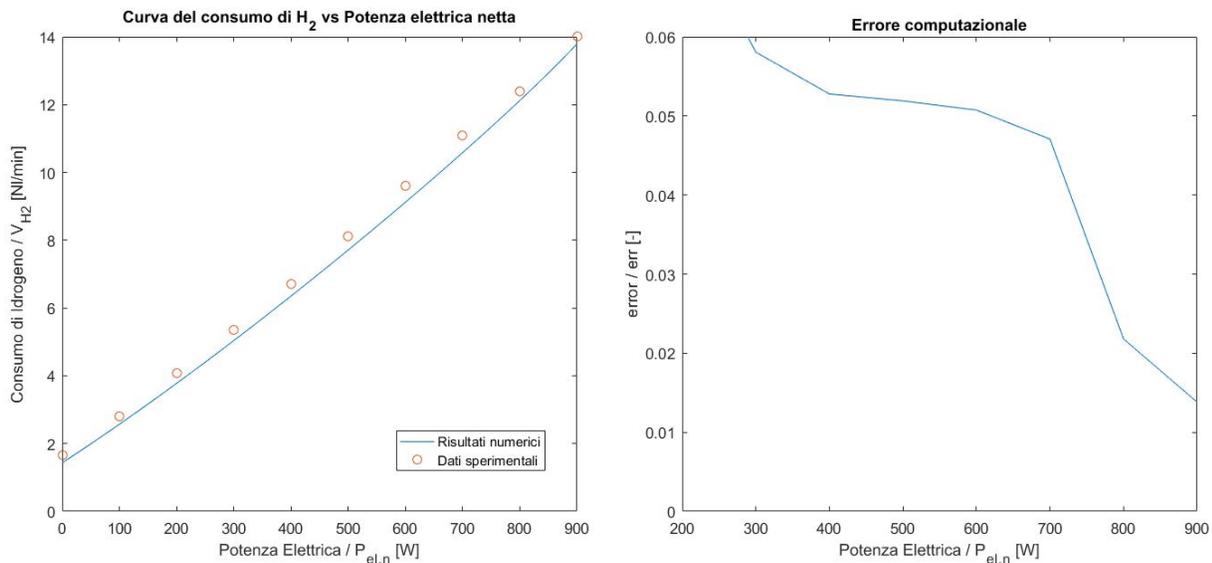


Figura 6. Validazione del modello numerico della cella a combustibile

Come si può osservare dal grafico della Figura 6 i risultati numerici, identificati dalla curva in blu, sono allineati ai dati sperimentali, seguono lo stesso andamento e sono quasi sovrapposti. L'analisi dell'errore conferma la bontà del modello numerico. Il grafico a destra, in Figura 6, riporta l'andamento dell'errore computazionale. L'andamento dell'errore denota un trend decrescente con l'aumentare della potenza elettrica netta erogata, dal valore di circa 0.05 fino ad un valore minimo di circa 0.014 a condizioni di massimo funzionamento. Il valore medio dell'errore computazionale è calcolato in 0.0508. Dall'analisi dell'errore, tenendo conto dei valori calcolati, l'affidabilità del modello di simulazione numerica è comprovata e validata dal momento che i valori rientrano nel range standard per questo tipo di applicazioni.

Pertanto, facendo seguito alla validazione dei modelli effettuata in AR3.1 e considerando i dati e gli strumenti a disposizione nell'attività AR3.2, grazie ai quali è stato possibile effettuare testing sperimentali sulla cella a combustibile, è comprovata l'attendibilità e l'accuratezza dei modelli, che sono pertanto affidabili e possono essere utilizzati nella fase di progettazione del sistema energetico H2PEM.

2.5 Modalità di gestione e controllo

Parallelamente all'attività, di cui al Deliverable 3.1, sono state studiate e messe a punto tutte le possibili istruzioni da eseguire durante i vari scenari di funzionamento dell'impianto ed è stato progettato l'algoritmo che servirà per l'implementazione nel software di monitoraggio e controllo.

2.6 Considerazioni conclusive sul sistema energetico H2PEM

Sulla base delle indagini sullo stato commerciale della tecnologia dei sistemi PEM per la produzione di idrogeno e per la produzione di energia elettrica da alimentazione di idrogeno, nonché dei sistemi di storage di H2 innovativi e convenzionali, nell'attività AR3.2, si è arrivati ad una soluzione definitiva del Sistema Energetico di accumulo di idrogeno basato su celle PEM, da adottare come unità dimostrativa nel Progetto ComESTo. E' stata dunque condotta una progettazione di massima, individuando i componenti e gli accessori, come compromesso, tra soluzione tecnologica efficiente teorica e soluzione presente in commercio.

Sono stati effettuati i test sperimentali su un generatore di energia elettrica PEM, della stessa taglia e tipologia di quello che sarà usato nel sistema dimostrativo ed è stato validato il modello numerico associato. Si tiene a sottolineare che già nella AR3.1 una massiccia campagna di validazione numerica è stata condotta al fine di comprovare l'affidabilità dei modelli numerici sviluppati ad hoc. Ciò è stato necessario e propedeutico per l'attività di dimensionamento, progettazione, nonché per le analisi previsionali di funzionamento del sistema energetico in oggetto.

E' stato quindi redatto il piano di lavoro che permetterà di effettuare in 7.1 la progettazione esecutiva, il computo metrico, quindi il P&ID definitivo (che tiene conto di tutto il sistema di valvole, di sensoristica e di attuatoristica). Tale sub-attività è stata preceduta dalla costruzione dell'algoritmo di gestione e controllo del sistema, che ha fatto seguito all'impostazione preliminare effettuata nella AR3.1. Sono state quindi sviluppate in maniera scrupolosa e dettagliata tutte le possibili istruzioni da eseguire per la gestione del sistema energetico H2PEM sia

in fase ordinaria, che in fase extra-ordinaria, tenendo conto anche delle situazioni di emergenza, di disservizio e addirittura di pericolo.

Quanto al dimensionamento dei sottosistemi, il sistema di produzione dell'idrogeno, dalle indagini approfondite, sia in riferimento allo stato dell'arte (sulla letteratura scientifica di settore), sia in ordine alle ricerche di mercato, è stato ritenuto opportuno, per l'attività dimostrativa da condurre in ambito di OR7, un dispositivo di elettrolisi basato PEM da 500 W ca. Mentre la scelta della cella a combustibile di tipo PEM è stata valutata su una taglia di 1000 W ca.

Per il sistema di storage di idrogeno è stata opportunamente valutata la combinazione in parallelo di due differenti sistemi di stoccaggio: il primo ad idruri metallici, con una capacità di stoccaggio di circa 3 Nm³ ed il secondo a compressione con una capacità di stoccaggio di circa 2 Nm³.

Il sistema di storage consiste nell'abbinamento sinergico di un reservoir agli idruri metalli e un reservoir convenzionale a pressione, alle basse pressioni di esercizio di un tipico elettrolizzatore commerciale, senza, quindi, la necessità di sistemi di compressione aggiuntivi.

Tale sistema di stoccaggio prevede in ingresso la carica di idrogeno alla portata di 1.2 NI·min⁻¹, prodotto dall'elettrolizzatore da 500 W; è demandato alla fornitura (fase di scarica) di una portata volumetrica massima di idrogeno di 14 NI·min⁻¹ per l'alimentazione di una cella a combustibile da 900 W netti (considerando gli auto-assorbimenti interni per il sostenimento degli ausiliari). Lo storage system può comunque essere esercito a diverse pressioni, fino a 200 bar per la tecnologia a compressione e centinaia di bar per la tecnologia agli idruri metallici, ma viene operato alla pressione massima di elettrolizzatore, al fine di garantire anche alti standard di sicurezza.

Il sistema energetico è a questo punto può essere progettato per diventare componente del sistema dimostrativo.

3. Analisi sperimentale sistema H₂-SOFC

3.1 Introduzione

Nel presente report è presentata la procedura adoperata ed i risultati ottenuti nell'analisi sperimentale del prototipo dimostrativo H₂-SOFC basato su tecnologia rSOC, nell'ambito del progetto ComESTo.

L'obiettivo di questa attività è la sperimentazione del sistema sistema Power-To-Power (P2P) basato su tecnologia ad ossidi solidi progettato e realizzato nell'OR3 al fine di valutarne le performance.

I sistemi P2P rappresentano una forma non convenzionale per l'accumulo di energia elettrica, che viene immagazzinata sotto forma di vettore energetico, idrogeno in questo caso. L'energia elettrica è dunque immagazzinata sotto forma di un gas, il quale potenzialmente può essere trasportato in una rete energetica ed essere riconvertito in potenza elettrica dove e quando richiesto. Tutto ciò dà una grande flessibilità al sistema energetico, tornando molto utile in un contesto in cui la penetrazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile aumenterà sempre di più e lo stoccaggio di energia sarà sempre più importante. Infatti, l'energia prodotta da fonti rinnovabili, oltre che per il suo stampo sostenibile, è ben nota anche per la sua natura intermittente e poco predicibile. L'introduzione di un sistema di accumulo può aumentare la flessibilità del servizio energetico, in particolar modo se il mezzo di accumulo è un gas trasportabile per mezzo di un'infrastruttura energetica a corte-medio distanze, come avverrebbe all'interno di una comunità energetica. Il banco prova è stato realizzato e si trova all'interno del laboratorio presente nel Centro Sustainable Energy (SE) della Fondazione Bruno Kessler (FBK), a Trento. Può operare sia in modalità fuel cell (SOFC), sia in modalità elettrolizzatore (SOE).

L'obiettivo è quello di analizzare il funzionamento separatamente in entrambe le modalità di lavoro, ottenendo grandezze significative, quali i valori di efficienza energetica di sistema e di potenza cogenerativa. L'efficienza del sistema in modalità SOFC e SOE permetterà infine di ottenere il valore finale di efficienza di round-trip, rappresentativo delle performance di stoccaggio dell'energia elettrica nel sistema P2P studiato.

3.2 Breve stato dell'arte sulle r-SOC

In letteratura si possono trovare vari studi condotti su sistemi P2P realizzati con celle ad ossidi solidi, capaci di lavorare ad alte temperature e in maniera reversibile, ovvero in modalità fuel cell ed elettrolizzatore (Reversible Solid Oxide Cell, r-SOC).

M. Frank et al. hanno analizzato le performance di un sistema reversibile ad ossidi solidi, funzionante con idrogeno e vapore, ottenendo il valore di efficienza di round-trip. Considerando il sistema nella sua configurazione base, questo valore è uguale a 45.6%. Tuttavia, performance migliori sono state ottenute con l'integrazione di un recupero interno di calore (accumulando il calore prodotto in modalità fuel cell per utilizzarlo in seguito in modalità elettrolizzatore). Questo ha permesso di ridurre notevolmente la spesa energetica necessaria per sostenere il funzionamento del sistema, portando ad un aumento dell'efficienza complessiva, pari al 51%.

G. Butera et al². hanno modellato un sistema P2P con celle ad ossidi solidi, capace di accumulare energia elettrica sotto forma di gas naturale e successivamente di riconvertire il gas naturale in elettricità quando la domanda di

² Butera, G., Jensen, S. H. & Clausen, L. R. A novel system for large-scale storage of electricity as synthetic natural gas using reversible pressurized solid oxide cells. *Energy* 166, 738–754 (2019).

energia elettrica aumenta. Questo sistema, in cui il gas naturale è il vettore energetico, ha dimostrato di avere alte performance per l'accumulo energetico, con un valore di efficienza di round-trip pari all'80%. Tuttavia, l'analisi sperimentale che sarà condotta nell'ambito del progetto ComESto si differenzierà dalle sopra citate per l'assenza di un accumulo termico e per la presenza di idrogeno come unico vettore energetico. L'obiettivo sarà analizzare le performance del sistema, per valutare le potenzialità nel campo delle tecnologie non convenzionali per l'accumulo di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile. Infine, un punto innovativo e poco trattato in letteratura sarà la presenza di uno studio di auto-sostenibilità termica del sistema, cercando le condizioni di lavoro per cui l'apporto energetico da fornire al sistema sarà ridotto al minimo, se non nullo, con un conseguente miglioramento dell'efficienza energetica complessiva di accumulo.

3.3 Obiettivi del lavoro

Come già anticipato nei precedenti paragrafi, l'obiettivo dello studio è ottenere il valore di efficienza di round-trip del sistema P2P, costituito da uno stack di 70 celle elettrochimiche ad ossidi solidi capaci di operare sia in modalità cella a combustibile che elettrolizzatore, da un sistema di scambiatori di calore per scambi termici tra i flussi in input e output del sistema, da una serie di resistenze elettriche per un ulteriore riscaldamento dei flussi e dello stack, e da una soffiante per l'introduzione di aria. Per raggiungere questo obiettivo, prima si dovranno calcolare, singolarmente, le efficienze energetiche di sistema per la modalità fuel cell ed elettrolizzatore. Le efficienze energetiche del sistema nelle singole modalità di lavoro saranno calcolate come segue.

Efficienza energetica del sistema in modalità fuel cell:

$$\eta_{sist,FC} = \frac{P_{el} + P_{cog}}{\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2} + P_{th}} \quad (1)$$

I termini al numeratore sono P_{el} e P_{cog} , rispettivamente la potenza elettrica prodotta dallo stack e la potenza termica di cogenerazione recuperata dal sistema.

Al denominatore invece, è presente il contributo energetico dell'idrogeno se fosse bruciato in un processo di combustione ($\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2}$, con \dot{m}_{H_2} la portata massica dell'idrogeno fornito in input e LHV_{H_2} il potere calorifico inferiore dell'idrogeno per unità di massa) e P_{th} , ovvero la potenza termica spesa per scaldare i flussi in input nel sistema per il raggiungimento delle temperature di set point, fornita dalle resistenze elettriche presenti nelle linee aria, idrogeno ed internamente allo stack.

Efficienza energetica del sistema in modalità elettrolizzatore:

$$\eta_{sist,E} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2} + P_{cog}}{P_{el} + P_{th}} \quad (2)$$

I termini presenti nel caso elettrolizzatore sono gli stessi presenti nella formula dell'efficienza in modalità fuel cell, con la sola inversione di P_{el} e $\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2}$ tra numeratore e denominatore (in quanto cambiano gli input e output rispetto al sistema analizzato).

L'efficienza energetica di round-trip sarà ottenuta tramite il prodotto delle due efficienze energetiche sopra esplicitate.

Infine, il secondo obiettivo dello studio è l'effettuazione di un'analisi di auto-sostenibilità termica del sistema in entrambe le modalità operative (fuel cell ed elettrolizzatore), ovvero il raggiungimento di una condizione di

lavoro in cui non è necessario fornire dall'esterno potenza termica ai flussi in input poiché tutta l'energia necessaria viene fornita internamente al sistema attraverso processi di recupero termico negli scambiatori di calore. In questa condizione, dunque, il calore dei flussi in output è sufficiente per scaldare i flussi in input e raggiungere la temperatura stabilita, permettendo di annullare la spesa di energia termica da fornire al sistema e migliorando di conseguenza il valore di efficienza energetica nelle singole modalità di operazione. Ne risentirà quindi positivamente anche il valore di efficienza di round-trip.

Nella modalità fuel cell, la condizione di auto-sostenibilità termica del sistema sarà investigata variando la quantità di idrogeno in input. Infatti, all'aumentare della portata di idrogeno fornita aumenterà anche l'eccesso di idrogeno non reagito nello stack. Questa quantità in eccesso verrà bruciata in un bruciatore catalitico presente nel sistema, producendo calore che sarà recuperato per scaldare il flusso in input sulla linea aria. In questo modo sarà possibile ridurre la potenza termica fornita dalle resistenze elettriche per raggiungere la temperatura di set point del flusso. L'obiettivo è annullare il contributo delle resistenze elettriche.

Allo stesso modo, nella modalità elettrolizzatore l'obiettivo è annullare il contributo termico fornito dalle resistenze elettriche per i flussi in ingresso allo stack. Per ottenere ciò, verranno analizzate diverse condizioni di lavoro osservando il comportamento del sistema per diversi valori di tensione. In particolare, si è interessati ad osservare il comportamento del sistema per valori di tensione maggiori della tensione di termo-neutralità. Infatti, in questa regione il sistema opera in condizioni di esotermicità, ovvero la sua richiesta termica per far avvenire la reazione elettrochimica alla base del processo di elettrolisi è minore del calore prodotto da fenomeni di trasporto di massa della reazione. Dunque, lo scarto di calore viene rilasciato dallo stack, permettendo ai flussi in output di uscire ad una temperatura più alta rispetto a quella a cui sono entrati. Questo calore potrà essere successivamente recuperato nel sistema di scambiatori di calore, rappresentando una maggiore fonte di riscaldamento per i flussi in input e permettendo così di ridurre, se non eliminare, la spesa termica.

3.4 Descrizione del sistema

In questa sezione, il sistema analizzato sarà descritto in entrambe le modalità di funzionamento SOFC e SOE, attraverso l'uso dei Process Flow Diagrams (PFDs).

Il sistema è composto dallo stack di celle elettrochimiche ad ossidi solidi reversibili e da una serie di componenti ausiliari, che comprendono degli scambiatori di calore per recuperare il calore dei flussi in uscita dallo stack, un soffiatore e delle resistenze elettriche per completare il riscaldamento dei flussi in ingresso, raggiungendo così la temperatura di set point. Non è presente un accumulo per l'idrogeno prodotto in modalità SOE, mentre le bombole in cui l'idrogeno è immagazzinato prima di essere usato in modalità SOFC non sono incluse nel volume di controllo del sistema.

Lo stack è stato realizzato da SolidPower ed è composto da 70 celle ad ossidi solidi, capaci di operare in maniera reversibile.

Di seguito sono riportate le principali specifiche tecniche dello stack.

Tabella 6. Tabella con caratteristiche tecniche dello stack.

Area di superficie attiva	80 cm ²
Numero di celle	70
Cluster di celle per rilevazione tensione	8 cluster (7 cluster x 9 celle + 1 cluster x 7 celle)
Termocoppie	<p>9 termocoppie di tipo K 2x ingresso idrogeno e vapore 1x ingresso aria 1x uscita idrogeno e vapore 1x uscita aria 1x lato superiore stack 1x lato inferiore stack 2x controllo riscaldatori</p> <p>Non sono presenti sensori di temperatura all'interno delle celle.</p>
Resistenze elettriche interne allo stack	<p>2x resistenze elettriche Codice VF508A12S Potenza massima: 2.2 kW</p>

Le resistenze elettriche interne allo stack servono al fine di ottenere un ulteriore e miglior controllo termico dei flussi.

La corrente massima per lo stack è pari a 70 A, per evitare fenomeni di surriscaldamento e conseguente danneggiamento. Il limite massimo di corrente è determinato infine dalla sezione dei cavi di collegamento installati, oltre che dal voler evitare una non omogenea distribuzione lungo l'area di cella della reazione. La massima tensione ammessa è 115 V, che corrisponde ad una tensione massima di 1.64 V per ogni cella. I materiali utilizzati nella realizzazione dello stack sono i seguenti. L'anodo è realizzato con un materiale composito zirconia-nichel, mentre il catodo da un singolo materiale perovskitico LSCF, che ha anche la funzione di catalizzatore. L'elettrolita è a base di zirconia, in particolare ossido di cerio drogato con gadolinio.

3.4.1 Modalità SOFC

Nel PFD della modalità SOFC del sistema, si può notare che i flussi in ingresso sono idrogeno (freccia rossa) e aria (freccia blu), mentre i flussi in uscita sono l'aria esausta ed il flusso esausto composto dal vapore residuo e dall'eccesso di idrogeno non reagito (freccia rossa in uscita dallo stack).

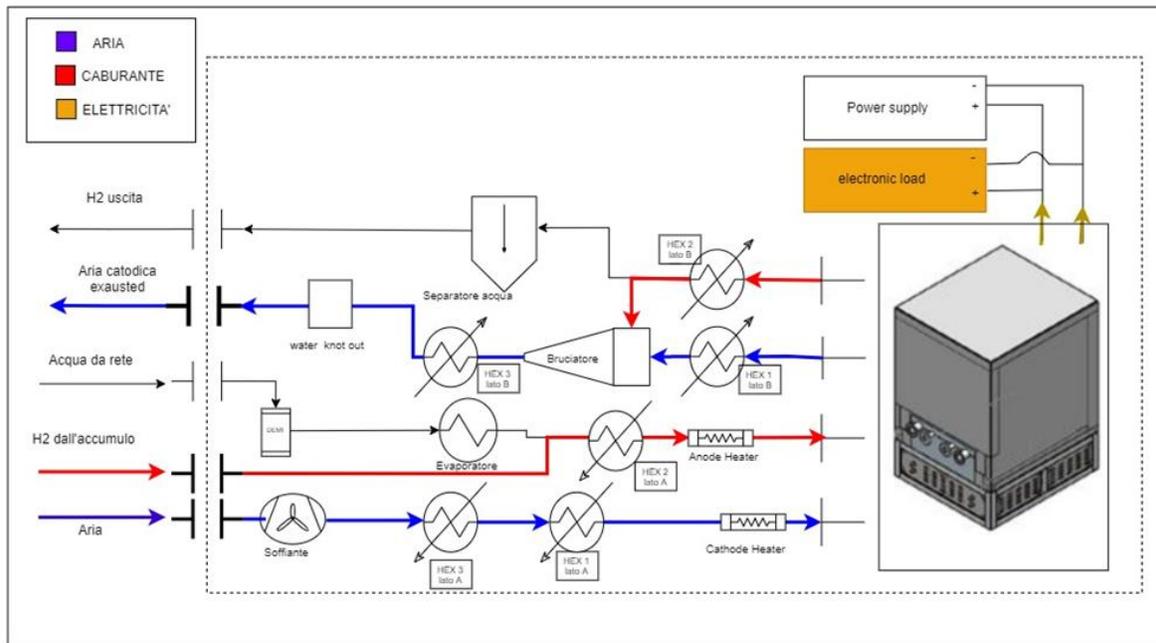


Figura 7 PFD del sistema in modalità SOFC.

Il flusso di idrogeno in ingresso proviene da 2 bombole, collocate fuori il laboratorio. L'idrogeno nelle bombole è immagazzinato ad una pressione pari a 200 bar e si trova a temperatura ambiente. L'idrogeno in ingresso nel sistema, invece, deve avere una pressione assoluta minima pari a 8 bar. Viene preriscaldato da uno scambiatore di calore (HEX2), che recupera calore dal flusso esausto di vapore e idrogeno in uscita. Infine, l'idrogeno prima di entrare nell'anodo dello stack è ulteriormente riscaldato dalla resistenza elettrica presente sulla linea.

Il flusso di aria, invece, è inserito nel sistema per mezzo di un soffiatore. L'aria è successivamente preriscaldata da 2 scambiatori di calore (HEX1 e HEX3), che sfruttano lo scambio termico con l'aria esausta in uscita dallo stack. Infine, anche in questo caso, una resistenza elettrica è presente per terminare il riscaldamento dell'aria fino alla temperatura di set point prima del suo ingresso al catodo dello stack. Lo scambiatore di calore HEX3 rappresenta uno scambiatore aggiuntivo per il recupero del calore, prodotto dalla combustione nell'eccesso di idrogeno non reagito. Infine, l'aria esausta in uscita dallo scambiatore HEX3 fornisce il potenziale di potenza termica di cogenerazione recuperabile. Infatti, prima di uscire dal sistema, l'aria entra in uno scambiatore alimentato con circuito chiuso-chiller ad acqua, il quale ha la funzione di raffreddare l'aria prima di essere rilasciata in ambiente e di permettere la condensazione dell'umidità contenuta. Il flusso di acqua nel chiller è pari a 10 NI/min e la temperatura in ingresso dell'acqua è 8 °C, ampiamente oltre la capacità di cogenerazione del sistema. La potenza cogenerativa del sistema è calcolata considerando il salto entalpico dell'aria tra ingresso e uscita del chiller.

$$P_{cog} = \dot{m}_{air} \cdot \Delta h_{air} \quad (3)$$

La potenza elettrica prodotta in modalità SOFC è scaricata mediante carico elettronico programmabile, prodotto da EA ELEKTRO-AUTOMATIK e capace di operare in un range di tensione 0-80 V e in un range di corrente 0-340 A, con potenza di picco 4.8 kW.

Il post-bruciatore è del tipo a letto catalitico i cui flussi in ingresso sono la miscela di idrogeno non reagito e il risultante vapore, e l'aria. Il flusso nominale di idrogeno, generalmente inviato al post-bruciatore, varia a seconda del transiente e modalità operativa e può oscillare fra i 2-10 NL/min, il flusso nominale rimanente è costituito dal vapore generato nello stack dalla reazione di ossi-riduzione con una temperatura massima di uscita pari a 800 °C. La portata nominale di aria invece è anch'essa oscillante a seconda delle condizioni operative, con un massimo a circa 400 slpm. Nella presente analisi, il flusso di idrogeno in ingresso nel bruciatore varierà in funzione della portata di idrogeno inserita in ingresso nel sistema e della generazione elettrica. Sarà proprio questa quantità di idrogeno fornita in input a determinare il recupero termico nel bruciatore, importante per raggiungere l'obiettivo di auto-sostenibilità termica del sistema, senza dispendio energetico esterno per scaldare i flussi in ingresso nello stack. Infine, grazie alle alte temperature nel bruciatore e alla presenza di catalizzatori (Pt supportato), l'auto-iniezione è ottenuta a temperature inferiori di quelle del gas puro (<<550°C).

3.4.2 Modalità SOE

Nel sistema operante in modalità SOE, i flussi in ingresso sono l'acqua (con piccole percentuali di H₂) e l'aria, mentre i flussi in uscita sono l'idrogeno prodotto e l'aria esausta, come si può notare dal PFD sottostante. L'aria, in modalità SOE, è inserita per pulire il sistema (portando via l'ossigeno prodotto nello stack) e per funzioni di termoregolazione delle celle elettrochimiche. Dunque, nell'aria esausta in uscita dal sistema è presente la quantità di aria inserita più la quantità di ossigeno prodotto nello stack.

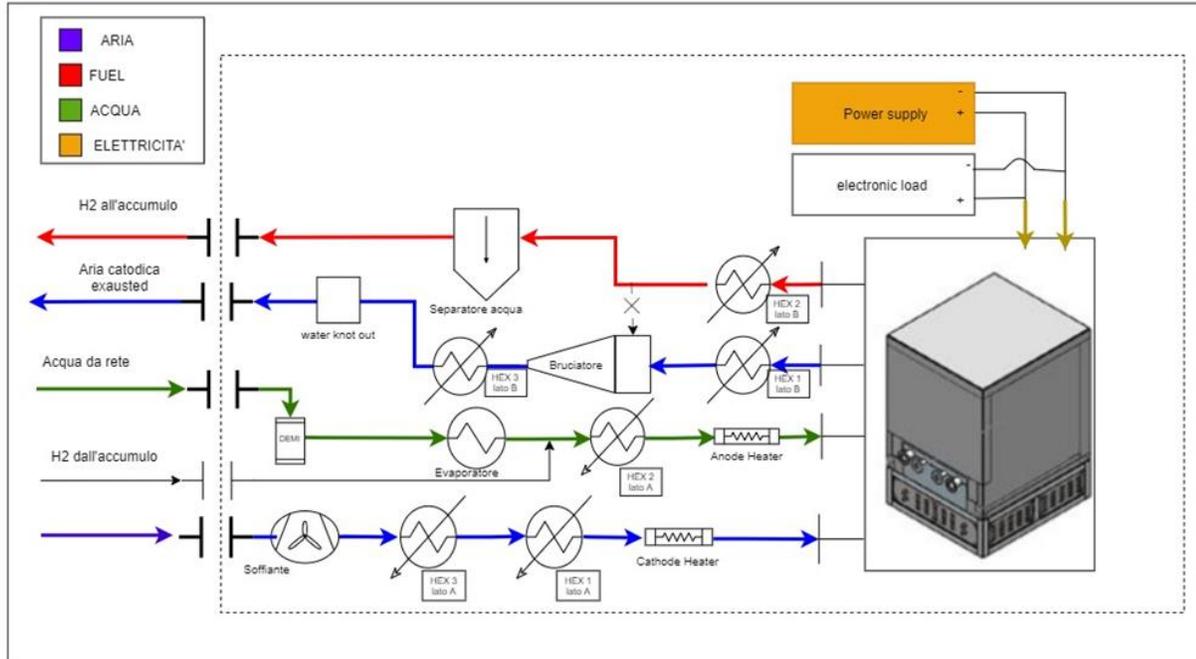


Figura 8. PFD del sistema in modalità SOE.

Il flusso d'acqua in ingresso arriva dalla rete ad una pressione compresa tra 3 e 5 bar; senza necessità di una pompa specifica. Prima di entrare nel sistema l'acqua è pretrattata con delle resine a scambio ionico, per eliminare gli ioni presenti e ridurne la conducibilità elettrica. La purezza dell'acqua ottenuta è di livello II, con

conducibilità elettrica $< 2 \mu\text{S}/\text{cm}^2$. L'acqua successivamente entra nell'evaporatore a pressione atmosferica, grazie ad una valvola che ne abbassa il livello di pressione. Il vapore prodotto in uscita dall'evaporatore viene miscelato con l'idrogeno, in quantità pari al 10% in volume del vapore. L'introduzione di idrogeno nel vapore in ingresso nello stack è necessaria perché, in assenza di atmosfera riducente, il nickel (catalizzatore) viene ossidato, con conseguente espansione e rottura delle celle elettrochimiche.

Il vapore (miscelato con idrogeno) viene poi scaldato nello scambiatore di calore HEX2, grazie allo scambio termico con l'idrogeno in uscita prodotto nello stack. Infine, viene ulteriormente preriscaldato con una resistenza elettrica presente sulla linea dell'anodo, che rappresenta una spesa energetica esterna da fornire al sistema per raggiungere la temperatura di set point. È importante specificare che nel PFD la nomenclatura è riferita alla modalità SOFC, per questo motivo la resistenza elettrica utilizzata per scaldare il vapore è raffigurata sulla linea dell'anodo, anche se il vapore in modalità elettrolisi entra al catodo dello stack.

Per quanto riguarda l'aria, questa entra nel sistema per mezzo di un soffiatore ed è preriscaldata dallo scambiatore HEX3 e dallo scambiatore HEX1, sfruttando il calore ceduto dall'aria esausta in uscita dallo stack. Un'ulteriore potenza termica al flusso di aria è fornita dalla resistenza elettrica presente sulla linea aria. Infine, anche in questo caso, l'aria prima di essere espulsa in ambiente, rilascia il calore rimanente al chiller con acqua. La potenza termica di cogenerazione può essere stimata considerando, anche in questo caso, il salto entalpico dell'aria ai capi del chiller.

Il flusso catodico (prevalentemente idrogeno con forte componente di vapore) passa nello scambiatore HEX2, per trasferire calore al flusso di vapore in ingresso nello stack. Siccome contiene del vapore residuo, viene successivamente trattato in un separatore di acqua, formato da due condensatori. Il primo condensatore è un volume di acciaio cavo, con il compito di raccogliere la presenza di acqua liquida (gocce o nebulizzata) che si formano durante le fasi di transizione, ove localmente in uscita al HEX2 la temperatura scende sotto i 100°C . In seguito, il gas fluisce in un secondo condensatore, chiamato steam trap, raffreddato da un flusso proveniente dal chiller dell'istituto. La successiva trappola permette la separazione gas-liquido mediante gravità dove l'idrogeno viene indirizzato verso l'esterno mediante linea apposita. Il vapore condensato, invece, va in un accumulo che viene svuotato automaticamente quando si riempie.

3.4.3 Limiti tecnici del sistema

In questa sezione sono riportati i limiti operativi dei principali flussi e componenti del test bench in analisi. È importante tenere in considerazione questi limiti nella fase di programmazione dei test che saranno eseguiti sul sistema, in maniera tale che i range di variazione delle variabili indipendenti siano compatibili con i limiti tecnici dei componenti.

Tabella 7 Limiti di set point e gradiente per la portata sulla linea idrogeno

Portata idrogeno		
Set Point	Min	0 [g/min]
	Max	6 [g/min]
Gradiente	Min	0 [g/min/min]
	Max	2 [g/min/min]

Tabella 8 Limiti di set point e gradiente per la portata sulla linea aria

Portata aria catodica		
Set Point	Min	0 [NI/min]
	Max	400 [NI/min]
Gradiente	Min	0 [NI/min/min]
	Max	400 [NI/min/min]

Tabella 9 Limiti di set point e gradiente per la portata sulla linea acqua

Portata acqua al catodo		
Set Point	Min	0 [g/h]
	Max	2200 [g/h]
Gradiente	Min	0 [g/h/min]
	Max	1000 [g/h/min]

Tuttavia, la massima portata di acqua che può essere fornita al sistema è 2000 g/h, limitata dall'evaporatore (limite di produzione del vapore).

Tabella 10: Limiti di set point e gradiente per il chiller ad acqua

Portata acqua chiller		
Set Point	Min	0 [NI/min]
	Max	400 [NI/min]
Gradiente	Min	0 [NI/min/min]
	Max	400 [NI/min/min]

Tabella 11 Limiti di set point e gradiente per il riscaldatore sulla linea del catodo

Riscaldatore elettrica catodo		
Set Point	Min	0 [°C]
	Max	800 [°C]
Gradiente	Min	0 [°C/min]
	Max	5 [°C/min]

Tabella 12 Limiti di set point e gradiente per il riscaldatore sulla linea dell'anodo.

Riscaldatore elettrica anodo		
Set Point	Min	0 [°C]
	Max	800 [°C]
Gradiente	Min	0 [°C/min]
	Max	5 [°C/min]

Tabella 13 Limiti di set point e gradiente per i riscaldatori interni allo stack.

Riscaldatore elettrica stack		
Set Point	Min	0 [°C]
	Max	800 [°C]
Gradiente	Min	0 [°C/min]
	Max	5 [°C/min]

Tabella 14: Limiti di set point e gradiente per il riscaldatore dell'evaporatore.

Riscaldatore per evaporatore		
Set Point	Min	150 [°C]
	Max	500 [°C]
Gradiente	Min	0 [°C/min]
	Max	5 [°C/min]

Riguardo le pressioni, i flussi nel test bench lavorano a pressione atmosferica, fatta eccezione per l'idrogeno per il quale è richiesta una pressione minima assoluta di 8 bar all'ingresso del sistema.

3.5 DoE - Design of Experiment

Nella prossima sezione verranno presentate le tabelle con l'organizzazione degli esperimenti che verranno effettuati nel banco prova in modalità SOFC e SOEC.

3.5.1 Test in modalità SOFC

Al fine di verificare le prestazioni dello stack e del sistema COMESTO, è stato seguito un test SOFC a 3 diverse temperature. La temperatura è riferita al set point dei flussi in ingresso (aria) e dello stack. L'obiettivo è la mappatura delle funzionalità operative del sistema a diversi punti di produzione e/o temperatura e la verifica della potenziale produzione elettrica termica e l'effettivo raggiungimento di una autosufficienza termica.

Come massima temperatura in uscita, oltre la quale non spingersi, è stata assunta una temperatura di 750 °C. Le tre temperature di set point considerate in input sono 675, 700 e 725 °C. I test sono stati eseguiti in controllo di tensione (Control Voltage, CV), con fuel utilization (FU) variabile durante la prova. Tuttavia, la massima FU ammessa è stata considerata pari all'80%. Dunque, raggiunto questo valore, la FU è stata mantenuta costante eseguendo il test in controllo di corrente e variando la portata di idrogeno in ingresso.

Per non danneggiare le celle elettrochimiche ed evitare l'ossidazione del materiale catalizzante, il valore di tensione minima da non superare è 50 V. Infatti, nel caso del nickel questo valore è uguale a 0.7

V/cella, ma varia con la temperatura. Considerando che nello stack ci sono 70 celle, il valore di tensione minima per lo stack è 49 V.

3.5.2 Test in modalità SOEC

Il test in modalità SOE è stato eseguito per la mappatura delle prestazioni in modalità elettrolisi del prototipo COMESTO. Il test è stato eseguito anche in questo caso a 3 temperature di ingresso dei fluidi diversi, con 3 tensioni di lavoro diverse, maggiori di quella di termoneutralità (pari a circa 90.8 V, come prima tensione di lavoro).

La caratterizzazione è stata eseguita senza modificare il flusso di aria all'anodo, per non introdurre ulteriori variabili al sistema, e disattivando il post-bruciatore, dato il flusso di H₂ prodotto dalla cella viene raffreddato per poter estrarre l'acqua in esso contenuto e poter essere espulso. Anche la portata di vapore è stata mantenuta costante, lavorando

La potenza cogenerativa, in questa modalità viene determinata dal calore utile estraibile dal flusso di aria in uscita dal sistema, e dal calore estraibile dalla condensazione del vapore in uscita dallo stack.

3.6 Risultati

In questa sezione sono presentati i risultati ottenuti in modalità SOFC e SOE, i quali mostrano le performance dello stack e del sistema nelle due modalità di operazione. Analizzando le performance dello stack non si tiene conto dei consumi degli ausiliari (evaporatore e soffiante in SOE e solo soffiante in SOFC) e delle perdite termiche dei riscaldatori elettrici, necessari per il corretto funzionamento del sistema. Le efficienze riferite al sistema, invece, tengono conto di questi fattori, consentendo una più completa rappresentazione delle performance.

3.6.1 SOFC

In modalità fuel cell, le grandezze analizzate sono state 3: l'efficienza elettrica, la quale tiene conto solamente della potenza elettrica prodotta e non della potenza termica cogenerativa recuperata ai capi del condensatore dall'aria esausta. L'efficienza cogenerativa, la quale tiene conto sia della potenza elettrica generata, sia della potenza termica recuperata. La potenza elettrica dei riscaldatori (heaters), per valutare la sostenibilità termica del sistema nelle varie condizioni operative. Le efficienze sono state calcolate sia per lo stack che per il sistema, per valutare l'impatto dato dagli ausiliari sulle performance.

3.6.1.1 Stack

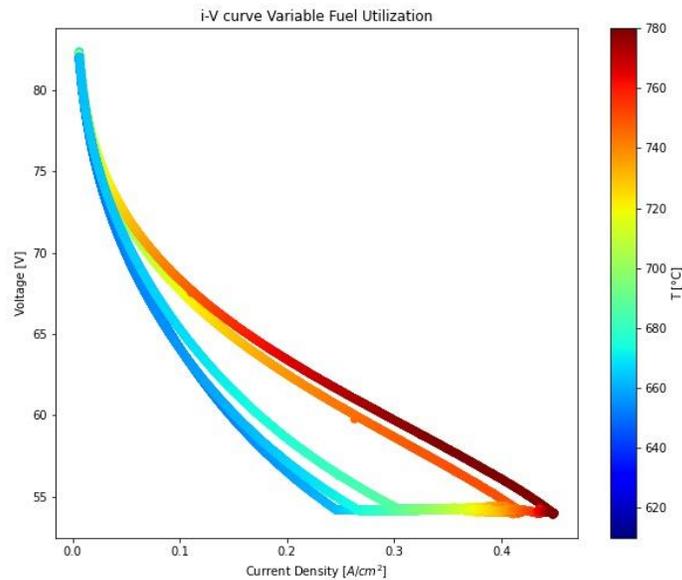


Figura 9 Grafici VI dello stack rSOC in modalità SOFC. Il colore dei punti indica la temperatura di stack.

Come riportato in Figura 9, la tensione di stack segue il classico andamento di un accumulatore elettrochimico, con un calo della tensione utile dovuta al fenomeno caratteristico elettrochimico che avviene nella cella.

Come ogni reazione elettrochimica, viene favorita dalle elevate temperature, come si nota in Figura 9, dove le produzioni elettriche elevate (maggiori densità di corrente) appaiono per temperature di stack elevate, in seguito all'accelerazione dei limiti cinetici di reazione e alla maggiore diffusività degli ioni nell'elettrolita solido.

L'efficienza di conversione elettrica va valutata attentamente. Sebbene l'efficienza voltaica appaia estremamente alta per poi scendere all'aumentare della potenza elettrica prodotta, tale efficienza rimane teorica, dato che va considerato anche quanto combustibile (H₂) non reagisca nella cella. Pesato anche questo parametro, l'efficienza reale (Figura 10, a sinistra) appare crescere con la richiesta del carico elettrico, senza il raggiungimento del massimo valore (essendo limitati in tensione per una questione di protezione dello stack).

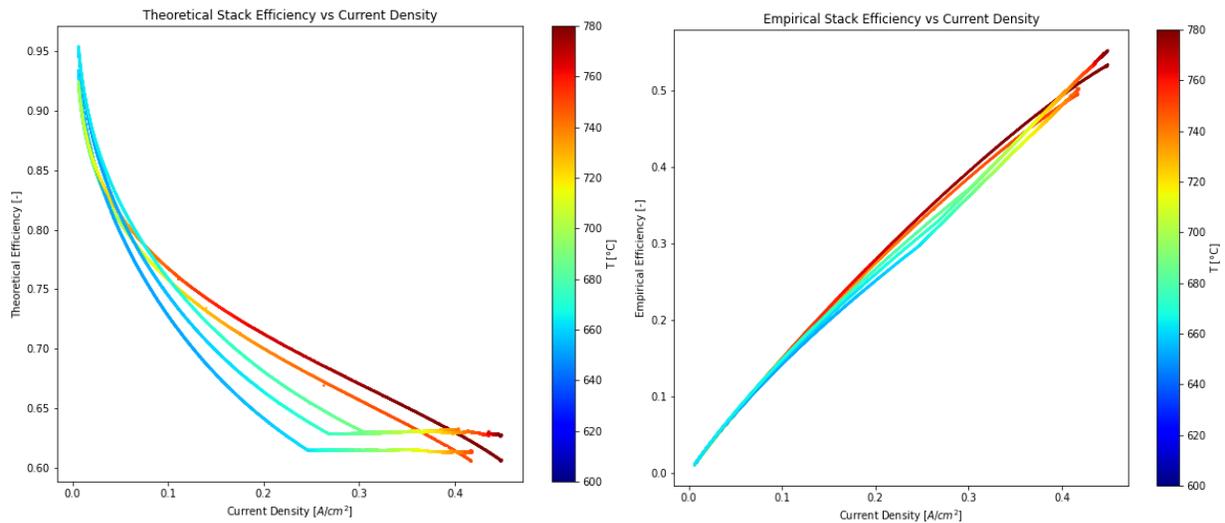


Figura 10 Efficienza elettrica di stack (SX) e di sistema (DX, includendo l'utilizzazione del combustibile), al variare della corrente (espressa in A/cm²).

L'efficienza di cella arriva ad oltre il 50% (fino al 55%), considerando l'utilizzazione efficace del combustibile. Vi è in ogni caso margine di miglioramento da verificare in future analisi.

3.6.1.2 Sistema

In Figura 11 è mostrato l'andamento dell'efficienza elettrica del sistema in funzione della temperatura. Come temperatura rappresentativa è stata scelta la temperatura dell'aria in uscita dallo stack, in quanto si è ritenuto essere una buona rappresentazione dello stato termico del sistema, grazie alla sua elevata portata.

Inoltre, nella barra colorata laterale è mostrata la potenza elettrica prodotta in modalità SOFC, indicata per ogni punto nel grafico.

L'efficienza elettrica del sistema in modalità fuel cell è stata calcolata come segue:

$$\eta_{el,FC} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2} + P_{th}} \quad (4)$$

Al numeratore è presente la potenza elettrica prodotta mentre al denominatore è presente il contributo energetico dell'idrogeno inserito nel sistema e la potenza elettrica assorbita dai riscaldatori per i flussi in input. Il consumo energetico della soffiante, per l'introduzione nel sistema dell'aria, è trascurabile e quindi non considerato.

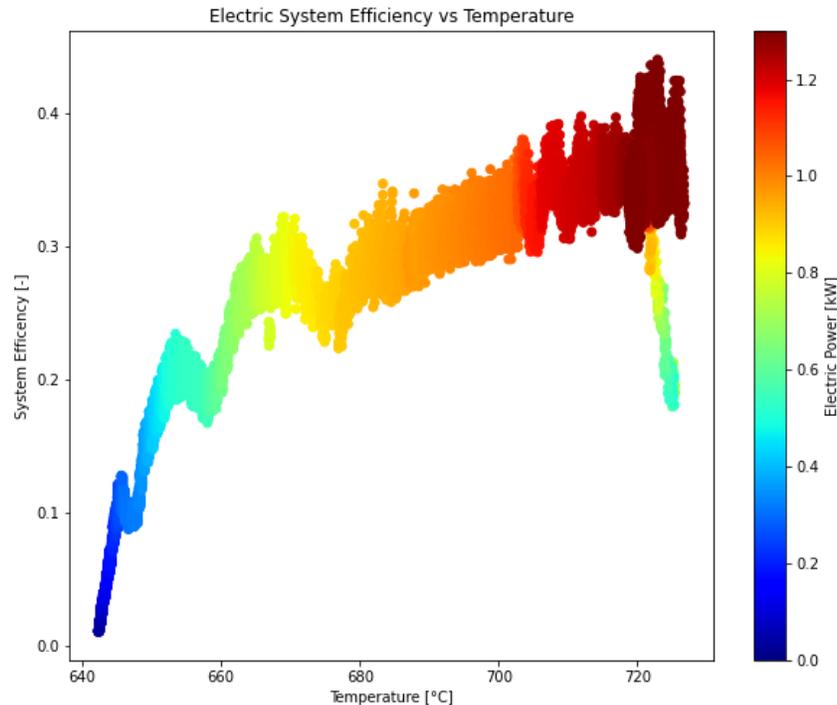


Figura 11 Efficienza elettrica del sistema in funzione della temperatura, con indicazione della potenza elettrica prodotta in ogni punto del grafico.

Dal grafico si può notare come all'aumentare della temperatura di operazione del sistema aumenti anche l'efficienza. Infatti, aumentando la temperatura il consumo energetico dei riscaldatori si riduce, in quanto il sistema è in grado di autosostenersi maggiormente dal punto di vista termico, sfruttando il maggiore calore dai flussi in uscita al sistema.

Inoltre, dalla barra laterale si nota come potenze elettriche maggiori siano prodotte a temperature maggiori. Questo è riconducibile a valori di corrente più alti prodotti ad alte temperature, grazie al miglioramento dei fenomeni di trasporto (di massa ed elettronico) all'interno della cella.

In Figura 12, si può osservare l'andamento dell'efficienza cogenerativa del sistema in modalità SOFC, in funzione della temperatura. Anche in questo caso per ogni punto del grafico è riportata l'indicazione della potenza elettrica prodotta.

L'efficienza cogenerativa in modalità fuel cell è stata calcolata come segue:

$$\eta_{cog,FC} = \frac{P_{el} + P_{cog}}{\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2} + P_{th}} \quad (5)$$

A differenza dell'efficienza elettrica del sistema, in questo caso al numeratore è stato aggiunto il contributo energetico fornito dalla potenza termica recuperata ai capi del condensatore dal flusso di aria esausto.

Tale potenza contiene sia il contributo del calore sensibile rilasciato dall'aria tramite il salto di temperatura presente tra ingresso e uscita del condensatore, sia il contributo del calore latente rilasciato dalla condensazione dell'acqua presente nell'aria. Infatti, l'aria esausta in uscita dallo stack è considerata come un flusso di aria umida a causa del contenuto d'acqua che contiene, prodotto dalle reazioni elettrochimiche nella cella. Riassumendo, la potenza cogenerativa è stata ottenuta moltiplicando il salto entalpico del flusso di aria ai capi del condensatore per la portata di aria.

$$P_{cog} = \dot{m}_{air} \cdot \Delta h_{air} \quad (5)$$

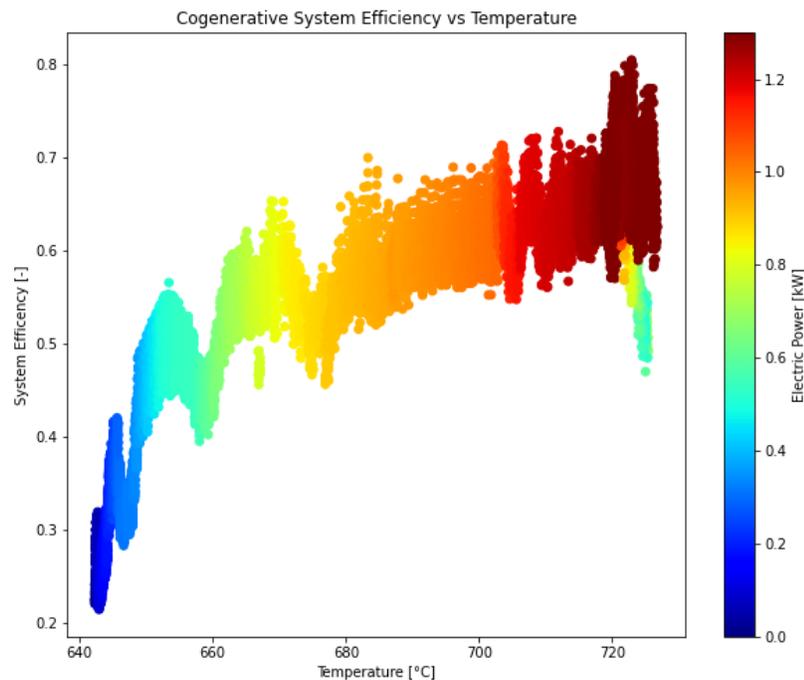


Figura 12: Efficienza cogenerativa del sistema in funzione della temperatura, con indicazione della potenza elettrica prodotta in ogni punto del grafico.

L'andamento dell'efficienza cogenerativa del sistema in SOFC è uguale a quello dell'efficienza elettrica. Per l'efficienza cogenerativa però si sono ottenuti valori maggiori, in quanto viene considerato anche il contributo termico recuperato.

In Figura 13 è mostrato l'andamento della potenza elettrica assorbita dai riscaldatori in funzione della potenza elettrica prodotta. Le principali considerazioni sono le seguenti:

All'aumentare della potenza elettrica diminuisce il consumo dei riscaldatori. Infatti, a maggiori potenze sono associate maggiori correnti e anche maggiori temperature (vedere grafici precedenti delle efficienze).

A maggiori temperature del sistema è associato un minore consumo dei riscaldatori, grazie al maggiore trasferimento di calore tra flussi in uscita e ingresso nel sistema. Ne deriva un minore dispendio di energia esterna e una maggiore auto sostenibilità termica. Dunque, i punti in cui l'auto sostenibilità è maggiore sono associati ai punti di maggiore produzione elettrica.

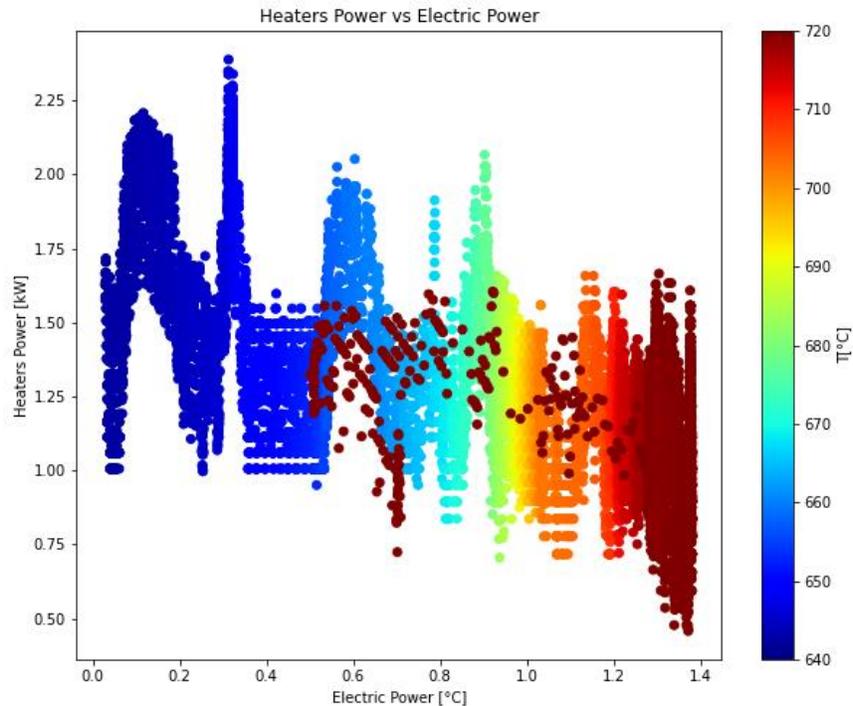


Figura 13: Potenza elettrica assorbita dai riscaldatori per scaldare i flussi in input al sistema, in funzione della potenza elettrica prodotta, con indicazione della temperatura del sistema in ogni punto del grafico.

Sebbene non si riesca ad ottenere un'autosufficienza termica nelle prove effettuate, risulta chiaro come la richiesta elettrica a supporto del sistema vada a ridursi all'aumentare del regime di operatività. Il sistema infatti, non è stato fatto lavorare alla piena potenza disponibile (max 1.8kW) con quindi la possibilità di dimostrare il raggiungimento dell'autosufficienza termica, a causa di una protezione alla tensione minima anche forse poco troppo conservativa.

Inoltre, risulta abbastanza chiaro come l'elevata dispersione termica del sistema giochi un ruolo fondamentale nel raggiungimento di tale auto sufficienza termica. Nell'investigazione condotta, la dispersione termica è il risultato di un elevato volume del Hot BoP a scapito di flussi energetici di scarsa intensità. Ulteriori test, andranno oltre che a spingere le prestazioni del sistema anche a migliorare l'isolamento termico.

3.6.2 SOE

In modalità elettrolisi, le grandezze analizzate sono state 3: l'efficienza elettrica, la quale tiene conto solamente della potenza elettrica assorbita dallo stack in funzione della produzione di idrogeno; l'efficienza cogenerativa, la quale tiene conto sia dell'idrogeno prodotto, sia della potenza termica recuperata; la potenza elettrica dei riscaldatori (heaters), per valutare la sostenibilità termica del sistema nelle varie condizioni operative.

3.6.2.1 Stack

Le prestazioni SOE dello stack singolo sono qui di seguito riportate.

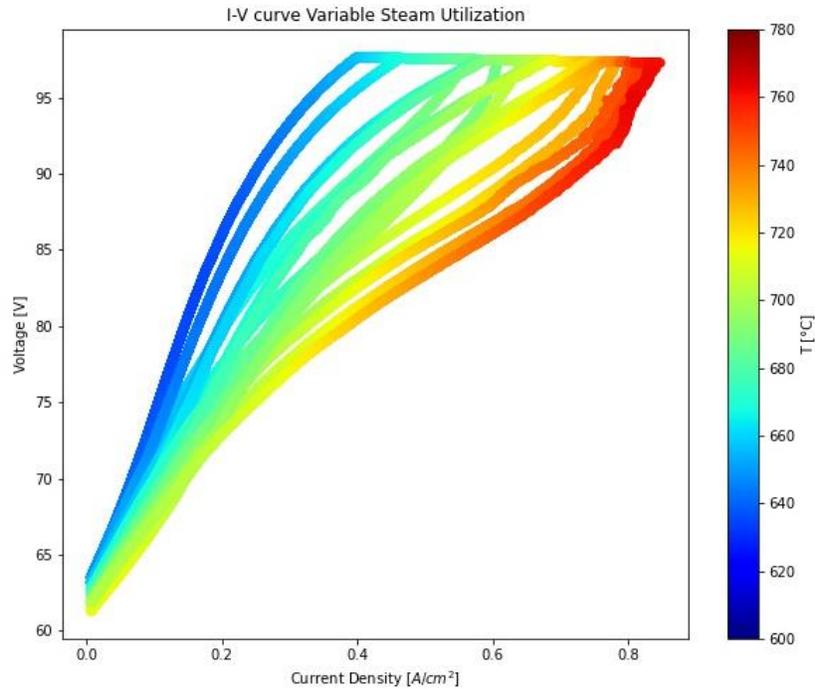


Figura 14 Grafici VI dello stack rSOC in modalità SOEC. Il colore dei punti indica la temperatura di stack.

Come riportato nel Figura 14, la tensione di stack segue il classico andamento di ricarica di un accumulatore elettrochimico, con un aumento della tensione utile dovuta al fenomeno caratteristico elettrochimico che avviene nella cella elettrochimica. Come ogni reazione elettrochimica, viene favorita dalle elevate temperature, come si nota in Figura 14, dove le produzioni di idrogeno elevate (maggiori densità di corrente) avvengono per temperature di stack elevate, in seguito all'accelerazioni dei limiti cinetici di reazione e alla maggiore diffusività degli ioni nell'elettrolita solido.

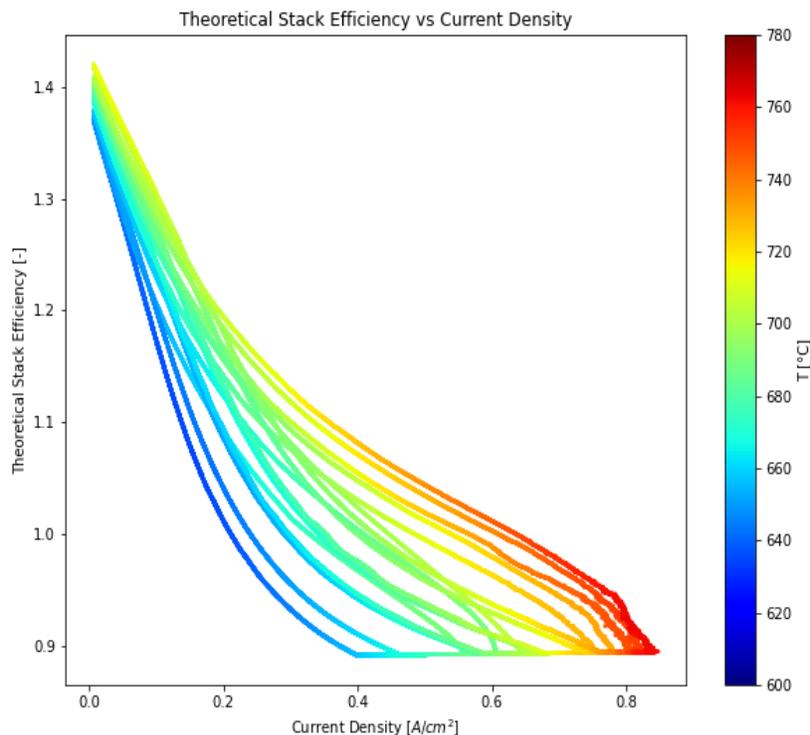


Figura 15 Efficienza elettrica di stack (SX) e di sistema (DX, includendo l'utilizzazione del combustibile), al variare della corrente (espressa in A/cm²).

L'efficienza del processo di elettrolisi risulta estremamente elevata. Formalmente con valori oltre il 100% dato che non viene considerato il contributo termico necessario alla generazione dell'idrogeno e che a tali temperature riveste un importante ruolo. Tale efficienza rapidamente cala fino al 90% circa, data la tensione applicata allo stack leggermente superiore a quella di termoneutralità (circa 90.8V). A tale condizione, la produzione di idrogeno e la densità di corrente aumentano seguendo la temperatura dello stack. In questo caso, l'efficienza non viene pesata sulla quantità di flusso in entrata disponibile (in questo caso vapore) dato dal punto di vista energetico non risulta un'inefficienza, a meno dell'entalpia del vapore introdotta. Tuttavia, tale effetto è considerato all'interno della stima delle inefficienze del sistema, riportate di seguito.

3.6.2.2 Sistema

Il sistema SOE completo include anche la spesa energetica imputabile agli ausiliari operativi. Tra questi il più importante è senza dubbio lo steamer, che include tutta la potenza necessaria a produrre il vapore. Oltre a ciò, un'addizionale richiesta energetica è la potenza dei riscaldatori elettrici, necessari a compensare il calore disperso nell'ambiente ed al mantenimento della temperatura dello stack. Il BoP realizzato è stato progettato e realizzato per poter lavorare in alta efficienza di recupero sia per la modalità SOFC che SOE; tuttavia, essendo i flussi di massa e temperature diverse, il layout finale è risultato un compromesso tra le due modalità, non sfruttando a pieno entrambe.

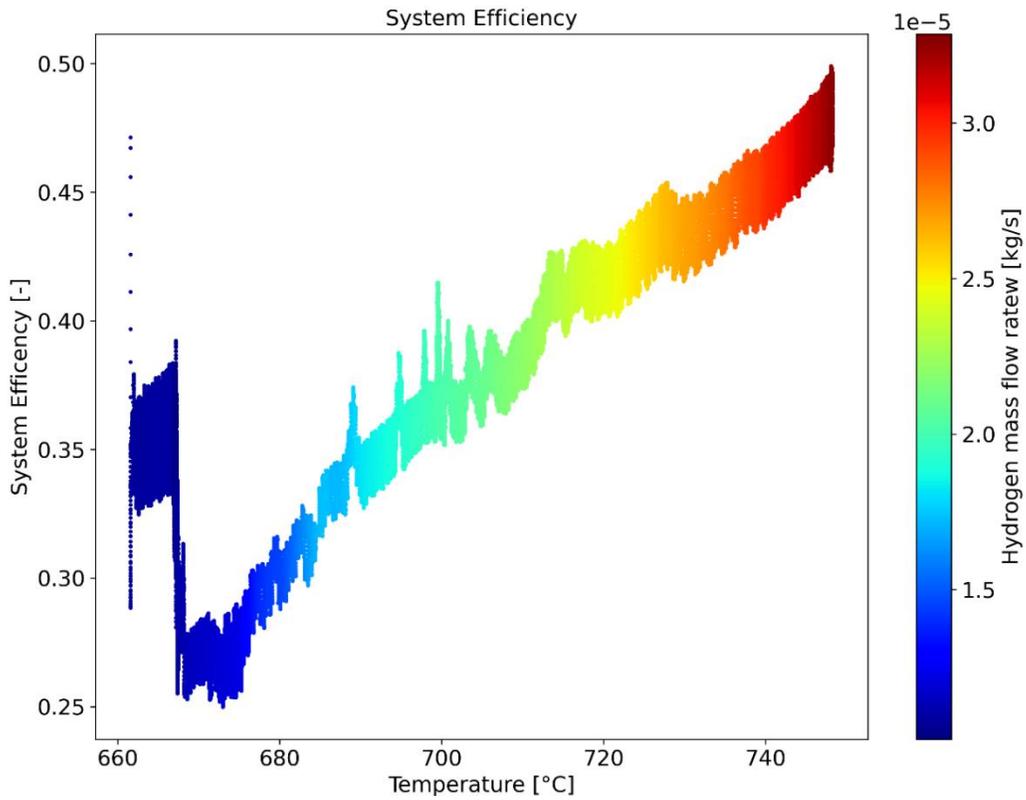


Figura 16 Efficienza del sistema in modalità SOE al variare della temperatura di Stack. La mappa colore identifica la produzione di idrogeno.

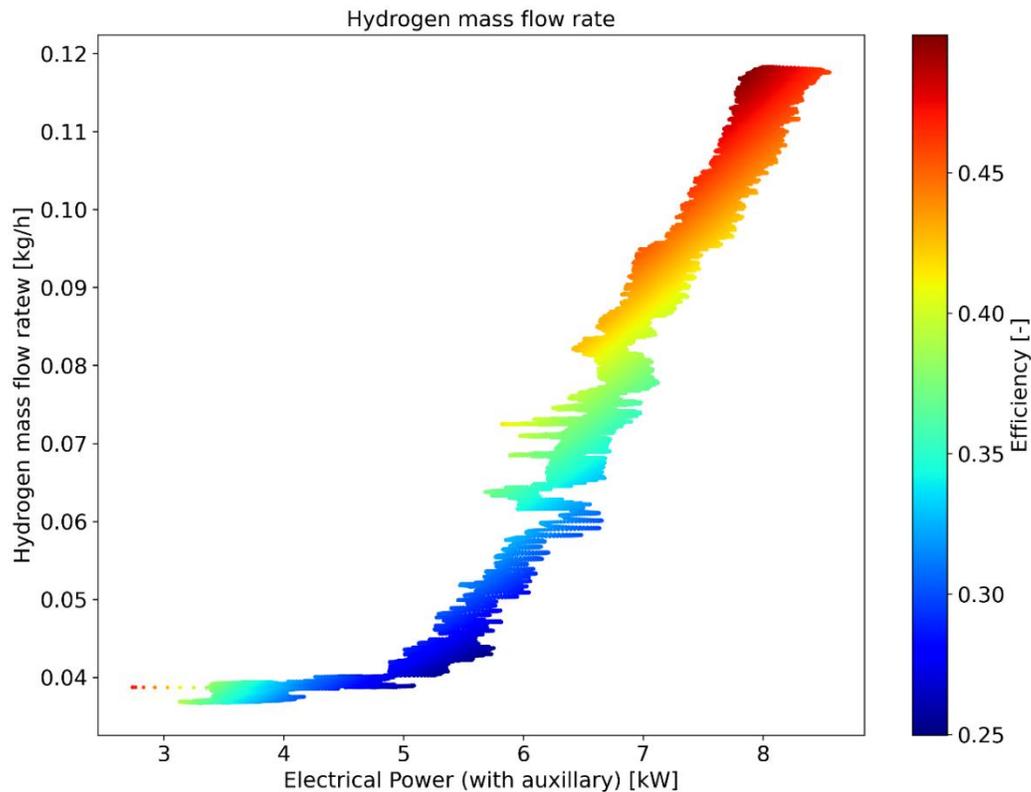


Figura 17 Produzione di idrogeno in modalità SOE al variare della potenza elettrica introdotta nel sistema in modalità di Stack. La mappa colore identifica l'efficienza del sistema totale elettrica.

La Figura 16 mostra l'efficienza di produzione di H₂ dell'intero sistema, è quindi considerando tutti gli ausiliari. Per completezza, la Figura 17, riporta la produzione dell'idrogeno sulla base della potenza elettrica assorbita dall'intero sistema in relazione all'efficienza elettrica di conversione in H₂. Come riportato precedentemente, il layout del sistema seppur ottimizzato al fine di poter lavorare in entrambe le modalità operative, risente della mancanza di ottimizzazione per le singole modalità. Il compromesso ingegneristico adottato ha permesso di poter lavorare in entrambe le modalità ma non all'ottimo di entrambe.

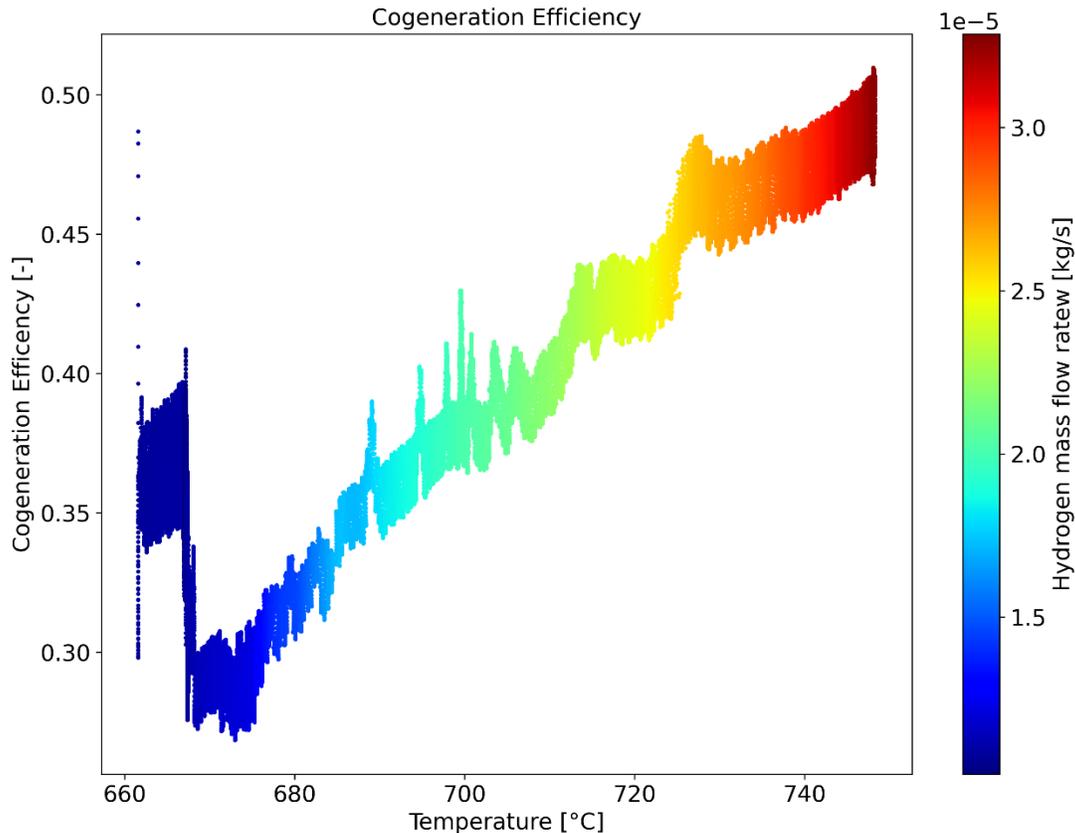


Figura 18 Efficienza di cogenerazione del sistema in modalità SOE al variare della temperatura di Stack. La mappa colore identifica la produzione di idrogeno.

Anche in tale modalità (SOE), il sistema è capace di generare una certa quantità di calore in modalità cogenerativa, andando a recuperare il calore di scarto dovuto all'inefficienza degli scambiatori e alla condensazione del vapore nel flusso di H₂ in uscita. Tale potenza termica disponibile e potenziale è stata calcolata, con una stima dell'efficienza di cogenerazione esclusivamente termica (riportata in Figura 18).

3.7 Analisi roundtrip efficiency

Il punto finale dell'analisi qui riportata, si concentra sulla valutazione dell'efficienza di round trip. In questo contesto, la valutazione dell'efficienza del sistema intero P2P (inteso come SOFC e SOE) è fortemente dipendente dall'applicazione e dal rapporto di potenza erogata ed assorbita.

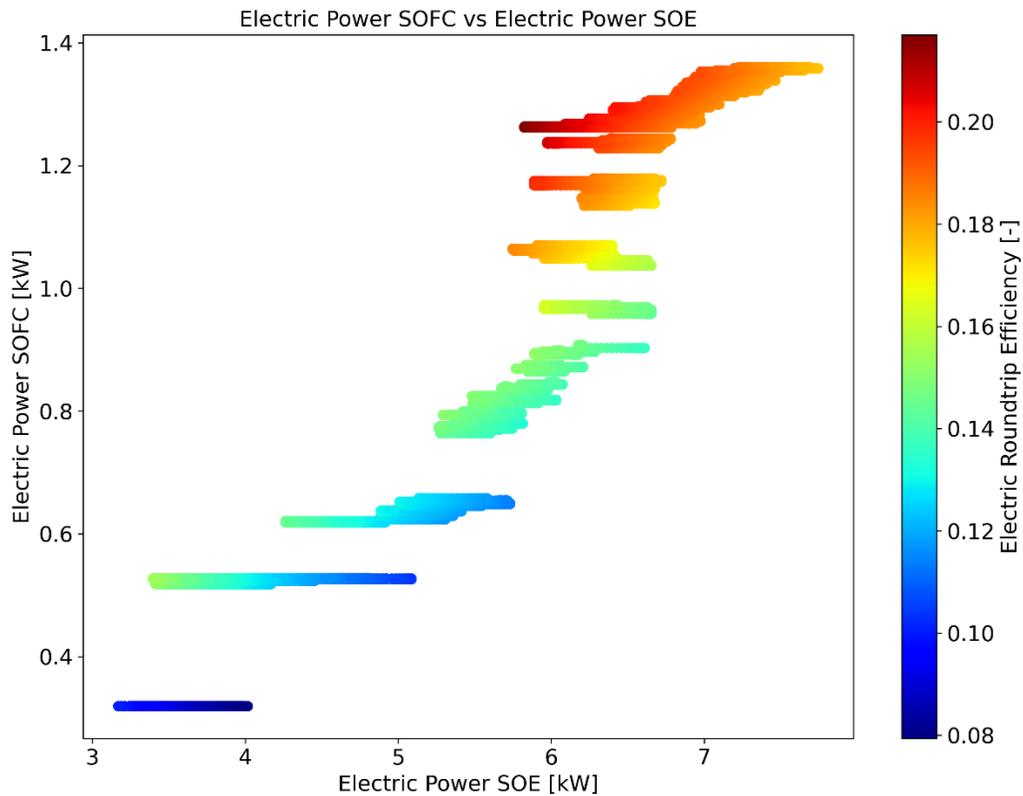


Figura 19 Efficienza elettrica complessiva stimata considerando la potenza elettrica estratta in fase SOFC e di quella complessiva in fase SOE (sia assorbita direttamente dalla cella che dai vari riscaldatori)

La sola efficienza elettrica di round trip è estremamente bassa (poco più del 20% in Figura 19) con un ampio spettro di prestazioni dato che per ogni punto operativo SOE ve ne sono diversi possibili in modalità SOFC. In questo caso, la mappa delle prestazioni è stata realizzata assumendo che sia usata in modalità SOFC la stessa quantità di H₂ che viene prodotta in SOE. Tale relazione risulta riduttiva e conservativa al fine di questa analisi che non include le alte efficienze produttive del sistema in SOE e non include bilanci di energia che permetterebbero altri schemi applicativi come l'uso del sistema in modalità SOFC per più ore a parità di idrogeno prodotto in SOE.

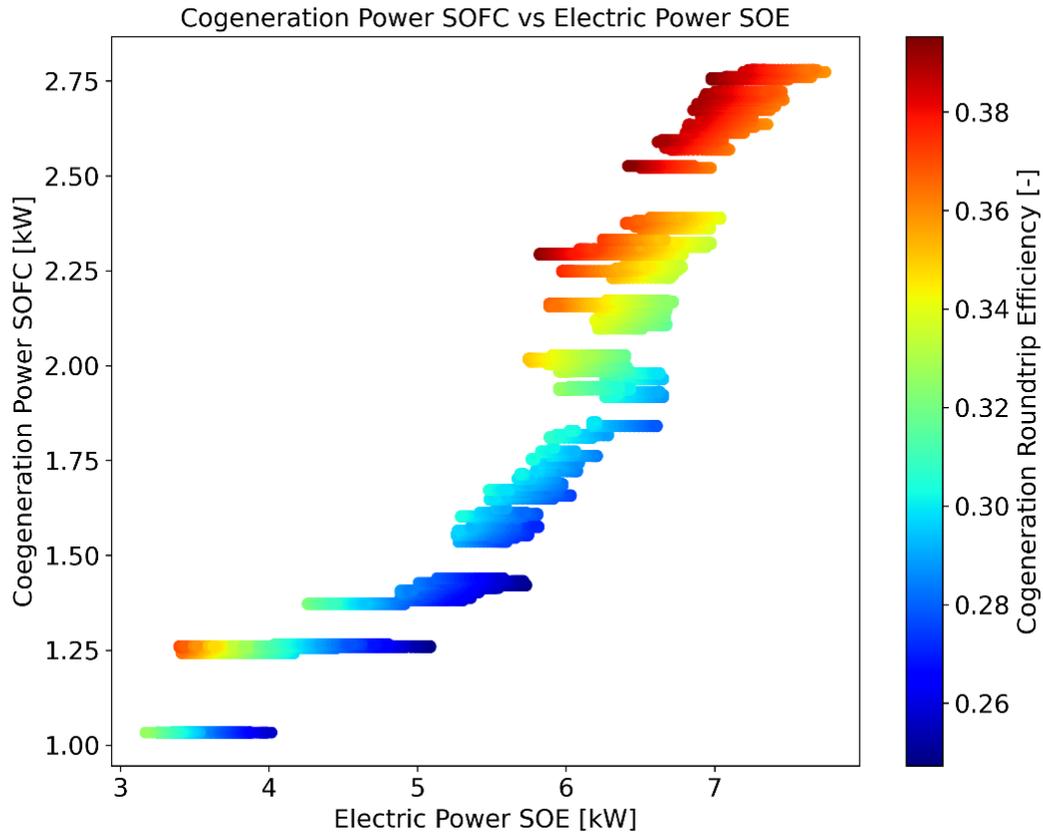


Figura 20 Efficienza cogenerativa complessiva considerando la potenza elettrica e termica estratta in modalità SOFC e di quella complessiva richiesta in fase SOE (sia assorbita direttamente dalla cella che dai vari riscaldatori).

Come si nota in Figura 20, rispetto alla situazione in Figura 19, includendo il potenziale di cogenerazione della sola modalità SOFC, l'efficienza aumenta nelle stesse condizioni di analisi precedentemente descritte. Anche in questo caso, la mappa presentata è limitata dal dominio delle prestazioni SOE considerate e non considerando la possibilità di declinare diverse situazioni di uso dell'idrogeno prodotto. L'efficienza di round-trip cogenerativa raggiunge poco meno del 40 % nei migliori dei casi, considerando sempre i casi limitati qui considerati, si ritiene che ci sia enorme margine di miglioramento con delle modifiche sia a livello di materiali e componenti (isolamento, disposizione componenti e tubazioni) sia dal punto di vista del controllo (steamer, idrogeno, etc....).

3.8 Conclusioni e spunti per attività future

Nel report qui presentato sono stati riportati i progressi nella realizzazione e test del prototipo P2P basato su tecnologia r-SOC. Il report si focalizza sulla caratterizzazione dello stack rSOC e sulla mappatura delle prestazioni dell'intero sistema (compreso il BoP) includendo sia la potenza elettrica scambiata che cogenerativa/termica. I test effettuati sul prototipo ComESto, mostrano purtroppo non efficienza elettrica di round trip decisamente bassa. L'efficienza risulta molto ridotta rispetto a quella

potenziale del solo stack. Il sistema e nello specifico il BoP (Balance of Plant) risulta avere un grosso impatto sull'efficienza operativa dei due sistemi. Le ragioni di tale impatto possono essere riassunte nei seguenti punti:

In fase SOE non vi è un perfetto controllo o ottimizzazione del vapore inviato alla cella (steam utilization variabile), e di conseguenza, un elevato e non ottimale dispendio energetico per l'evaporazione dell'acqua.

Gli scambiatori di calore, componente essenziale per il recupero termico e l'efficienza del sistema, sono stati scelti e dimensionati per poter lavorare in entrambe le modalità. Dati i diversi punti di lavoro (in particolare rispetto i flussi) tra le due modalità, gli scambiatori lavorano distanti dall'efficienza massima dato che è stato necessario operare un compromesso ingegneristico al fine di operare in entrambi i modi con lo stesso BoP.

In modalità SOE, i flussi di aria e lato catodico (vapore/idrogeno) ridotti rispetto al caso SOFC con elevate perdite termiche, che hanno richiesto un maggiore lavoro da parte dei riscaldatori elettrici.

La principale carenza del sistema risulta tuttavia imputabile ad un'elevata dissipazione termica nell'ambiente. Nonostante un pesante isolamento termico dell'intero BoP, l'elevato volume (pari a circa 2 m³) in confronto alla ridotta potenza termica che circola nell'intero sistema (non più di qualche kW termico) comporta un transiente/inerzia termica estremamente lungo con chiara difficoltà nel valutare anche in lunghi periodi l'efficienza reale del sistema. Oltre a ciò, le elevate temperatura dei componenti anche se opportunamente coibentati contribuiscono ad avere un elevata dissipazione termica del sistema stesso.

Il tentativo di ridurre gli ingombri ha comportato l'installazione di lunghe tubazioni per il collegamento dei vari componenti, ciò ha introdotto perdite termiche addizionali

Ulteriori test e miglioramenti sono in pianificazione per migliorare le prestazioni dell'intero sistema, in particolare:

Test rivolti a valutare punti di operazione in modalità SOFC e SOE a maggiore produzione elettrica e di idrogeno per esplorare casi a maggiori temperature ed efficienze.

Test su controllo del steamer al fine di ridurre la potenza elettrica assorbita da tale componente (o al più a ottimarla).

Test sul control del post-bruciatore al fine di mantenere una temperatura costante di tale elemento, ottimizzando l'uso di idrogeno e massimizzando la parte cogenerativa, riducendo al tempo stesso l'assorbimento elettrico degli ausiliari.

Un ulteriore affinamento riguarda l'aumento dell'isolamento termico in posizioni specifiche del sistema, che sono state identificate mediante immagine da termocamera, come principali ponti termici da cui vi sono le maggiori dispersione termiche.

ⁱ https://www.h2planet.eu/grk_files/catalogo/prodotti/brochure/MyH2/Brochure_MyH2_ITA.pdf

ⁱⁱ <https://www.h2planet.eu/it/>