

Alma Mater Studiorum - Università di Bologna

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE

Impianti industriali L-A

**STUDIO DEL CICLO PRODUZIONE-DISTRIBUZIONE
DI IDROGENO PER LA MOBILITA' SOSTENIBILE**

Tesi di Laurea di:
ANTONINO CALABRETTA

Relatore: *Chiar.mo Prof.*
ARRIGO PARESCHI

Correlatore:
LUCA BASINI

Sessione III

Anno Accademico 2008-2009

Ai miei genitori

Indice

Introduzione	3
Capitolo 1	
I veicoli a idrogeno per la mobilità sostenibile	6
1.1 Il sistema mondiale energetico: scenari attuali e futuri	7
1.1.1 Domanda e produzione energetica mondiale	7
1.1.2 Emissioni globali	10
1.1.3 Una rivoluzione necessaria	12
1.2 L'idrogeno per la mobilità	15
1.2.1 L'idrogeno	16
1.2.2 Dall'aria infiammabile al generatore d'acqua	17
1.2.3 Proprietà dell'idrogeno	17
1.2.4 Effetti sulla salute	19
1.2.5 Uso dell'idrogeno	19
1.2.6 Produzione idrogeno	20
1.2.7 Lo stoccaggio di idrogeno	20
1.2.8 Le Fuel Cell	23
1.2.9 Gli autoveicoli a idrogeno	26
1.3 Il progetto Zero Regio	32
Capitolo 2	
Gli impianti di produzione e distribuzione di idrogeno	37
2.1 Le Tecnologie di produzione	38
2.1.1 Lo Steam Reforming	39
2.1.2 Ossidazione Parziale Catalitica a Bassi tempi di Contatto	42
2.1.3 Gassificazione del carbone	46
2.1.4 Produzione tramite elettrolisi dell'acqua	50
2.1.5 La produzione da biomasse	52
2.2 La distribuzione di idrogeno	55

2.2.1 Distribuzione in pipeline	55
2.2.2 La distribuzione in container criogenici	58
2.3 Cattura e sequestro del carbonio (CCS)	60
Capitolo 3	
Valutazioni delle possibili configurazioni di produzione e distribuzione di idrogeno per il mercato automobilistico	64
3.1 Pre-selezione di possibili soluzioni per il ciclo dell'idrogeno	66
3.1.1 Preselezione materie prime e sorgenti di energia elettrica	67
3.1.2 Preselezione processi di produzione	68
3.1.3 Preselezione trattamenti, tecnologie di distribuzione e di rifornimento	69
3.2 I dati	72
3.2.1 Tecnologie di produzione	73
3.2.2 I trattamenti	78
3.2.3 La distribuzione	79
3.2.4 La stazione di rifornimento	82
3.3 I risultati	84
3.4 La tecnologia SCT-CPO	86
3.5 Conclusioni	87
4. Conclusioni	90
Riferimenti bibliografici	99
Ringraziamenti	102

Introduzione

“Il sistema mondiale di produzione e di utilizzo dell’energia è ad un bivio. Le attuali tendenze sono ecologicamente, economicamente e socialmente insostenibili. Non è esagerato affermare che il futuro della prosperità umana dipenderà dal successo con cui affronteremo le due sfide energetiche centrali che abbiamo di fronte oggi: garantire l’approvvigionamento di energia in modo affidabile a prezzi accessibili ed effettuare una rapida trasformazione verso un sistema energetico a basso tenore di carbonio, efficiente e ambientalmente sostenibile”.

E' la prima volta che l' International Energy Agency nel suo rapporto annuale del 2008 prende una posizione così netta che non lascia spazio ad interpretazioni: il sistema dell'energia mondiale ha raggiunto l'insostenibilità e sono necessarie correzioni e drastici cambiamenti per evitare imprevedibili ed irreversibili conseguenze al benessere e allo sviluppo umano. Il petrolio è la fonte primaria di energia e lo rimarrà per molti anni a venire anche sotto la più ottimistica ipotesi di sviluppo e diffusione di tecnologie alternative. Tuttavia, vi è una forte incertezza sui prezzi che i consumatori dovranno pagare a causa di una domanda sempre crescente, costi di produzione sempre più elevati, giacimenti in diminuzione e squilibri di mercato che possono essere causati da attività finanziarie fuori controllo e crisi politiche. La prevenzione di danni gravi ed irreversibili per il clima globale richiede poi la definizione di nuove vie per una progressiva diminuzione del tenore carbonio dalle principali fonti di energia mondiale. Se non si altereranno le attuali tendenze le emissioni di anidride carbonica (CO₂) e di altri gas serra provocheranno un aumento della temperatura globale¹ con conseguenze difficili da prevedere in quanto senza precedenti storici, tuttavia gli studi a riguardo convergono sulla necessità di tamponare urgentemente l'emissione dei gas serra. I governi mondiali, per assicurare l'approvvigionamento energetico e accelerare il transito ad un sistema sostenibile,

¹ Le stime del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) considerano la possibilità di un aumento di temperatura dai 2°C a 6°C entro il 2100.

dovranno attuare misure radicali a livello nazionale e locale introducendo adeguati incentivi finanziari e quadri normativi condivisi a livello internazionale. Dovrà cambiare l'uso di energia nelle case, nelle imprese, nei trasporti. Il settore energetico dovrà svolgere il ruolo centrale nella riduzione delle emissioni attraverso importanti miglioramenti in termini di efficienza e di rapido passaggio a tecnologie rinnovabili e a basso tasso di carbonio.

Questo studio approfondisce il tema della mobilità basata sull'idrogeno come combustibile. Questo componente può infatti essere utilizzato per produrre elettricità tramite fuel cell, generando, come scarto, vapore acqueo. La possibilità di produrre energia con zero emissioni ha fatto crescere l'interesse verso questa tecnologia a livello scientifico e politico. L'idrogeno, però, non è disponibile in natura allo stato semplice, ma è necessario produrlo con un dispendio di energia variabile in base al tipo di processo. Vedremo che il ciclo completo di produzione e distribuzione dell'idrogeno, a partire dalla materia prima fino al serbatoio, non è sempre a impatto ambientale nullo, ma può implicare emissioni superiori a quelle del ciclo di produzione dei combustibili fossili tradizionali.

Il progetto europeo Zero Regio, punto di partenza di questo lavoro di tesi, ha avuto come obiettivo la creazione di infrastrutture per la produzione e la distribuzione di idrogeno per il rifornimento di autoveicoli a fuel cell. In questa trattazione sono state esaminate le tecnologie presenti per la mobilità tramite automobili a fuel cell; sono state comparate le prestazioni e le caratteristiche tra le tipologie di impianti di produzione e di distribuzione di idrogeno analizzando i processi basati su fonti fossili e rinnovabili. Infine, prendendo come riferimento il progetto europeo TRIAS, sono state proposte alcune soluzioni possibili per un sistema dei trasporti basato sull'idrogeno. Le valutazioni dei modelli selezionati sono state fatte considerando i costi e le emissioni totali con lo scopo di individuare criticità e opportunità di un nuovo sistema dei trasporti. Tra i metodi di produzione di idrogeno, è stata introdotta la nuova tecnologia ENI SCT-CPO.

Capitolo 1

I VEICOLI A IDROGENO PER LA MOBILITA' SOSTENIBILE

1.1 Il sistema mondiale energetico: scenari attuali e futuri

1.1.1 Domanda e produzione energetica mondiale

In assenza di una nuova politica energetica, secondo lo scenario di riferimento del World Energy Outlook 2009 (WEO-09), la domanda mondiale di energia primaria crescerà in media del 1.5% all'anno nel periodo 2007-2030 (a parte una straordinaria diminuzione dei consumi nel 2009 dovuta alla crisi economica e finanziaria). La domanda totale si assesterà da poco più di 12000 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio) a 16800 Mtep registrando un incremento globale del 40%. Grazie alla continua e forte crescita economica, Cina e India contribuiranno a più della metà di questo aumento nel periodo di riferimento, i paesi Mediorientali per un ulteriore 11% e collettivamente i paesi no-OECD per l'87% portando il loro fabbisogno di energia dal 49% al 59% del totale mondiale

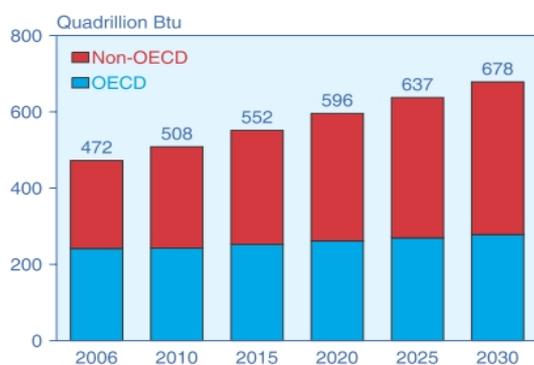


Figura 1: Consumo energetico mondiale - Fonte: International Energy Outlook 2009

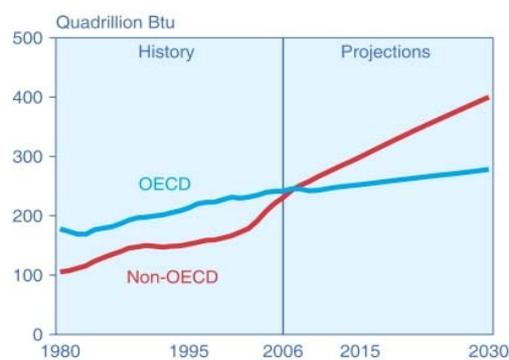


Figura 2: Consumo energetico mondiale - Fonte: International Energy Outlook 2009

I combustibili fossili costituiranno oltre i tre quarti del mix delle fonti primarie di energia nel 2030 (una quantità leggermente inferiore a quella odierna). La domanda di petrolio crescerà del 1% all'anno sebbene la sua quota energetica totale scenderà dal 34% al 30%, fondamentalmente a causa del declino del suo utilizzo a favore del carbone, del nucleare e delle energie rinnovabili nei settori che non siano quello dei trasporti. Il petrolio rimarrà comunque il combustibile dominante, anche se la domanda di carbone aumenterà più di qualsiasi altro

combustibile in termini assoluti. Spinta da un aumento del fabbisogno elettrico stimato al 77% nel 2030, la domanda mondiale di carbone infatti crescerà del 1,7% all'anno e passerà dal 26% al 28% della quota energetica totale. Circa l'85% dell'aumento del consumo mondiale di carbone proverrà da Cina e India. La domanda di gas naturale aumenterà del 1.6% all'anno e la sua quota totale si assesterà al 22% alla fine del periodo di riferimento. La produzione di energia nucleare crescerà in tutte le più importanti aree geografiche tranne che in Europa, la quota totale però diminuirà durante tutto il periodo di riferimento dal 6% al 5% nel 2030.

Le moderne tecnologie rinnovabili registreranno il più alto tasso di crescita di tutto lo scenario di riferimento e supereranno il gas naturale poco dopo il 2010 come seconda fonte più importante nella produzione di elettricità, dopo il carbone. La riduzione dei costi di tali tecnologie associata all'aumento dei prezzi dei combustibili fossili e ad un forte sostegno politico rappresentano l'opportunità definitiva per le fonti rinnovabili di eliminare la loro dipendenza dalle sovvenzioni ed entrare nel mercato concorrenziale. Esclusa la bio-massa, infatti, la produzione di energia eolica, solare, geotermica e delle onde marine crescerà in totale ad un tasso del 7.2% all'anno, il più alto tra tutte le fonti energetiche del mondo, portando la sua quota totale dal 1% del 2006 al 4% nel 2030. Anche la produzione idroelettrica aumenterà sebbene la sua quota totale scenderà di due punti al 14%.

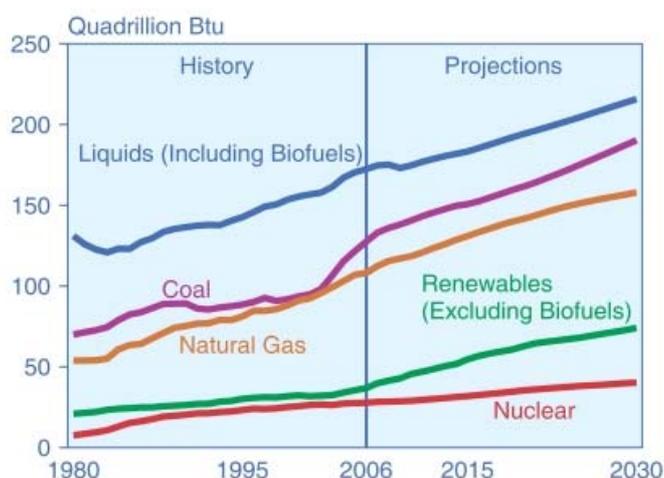


Figura 3: Consumo energetico mondiale per tipo - Fonte: International Energy Outlook 2009

E' prevedibile che i 10 paesi facenti parte dell'ASEAN avranno un ruolo sempre più importante nei mercati energetici mondiali. Con un economia pari a quella di Canada e Messico messi assieme ed una popolazione superiore a quella dell'Unione Europea, l'ASEAN aumenterà del 76% il proprio consumo di energia primaria tra il 2007 ed il 2030, con una crescita annua del 2.5%, notevolmente superiore alla media mondiale. Secondo quanto riportato dal "Oil and Gas Journal" le riserve mondiali di petrolio sono stimate a 1342 miliardi di barili². Il 56% di queste riserve è situato nel medio-oriente e l'80% è concentrato in solo 8 paesi di cui solo Canada e Russia non appartenenti all'OPEC. Considerando un prezzo di riferimento di 130\$ al barile nel 2030, la produzione mondiale aumenterà di 22 milioni di barili al giorno rispetto al 2006, per un totale di 44 milioni di barili al giorno prodotti dai paesi OPEC e 63 milioni dai paesi non-OPEC. Il contributo delle risorse non convenzionali (sabbie bituminose, oli extra pesanti, biocarburanti, carbone e gas liquefatto, scisti bituminosi) sarà fondamentale per la crescita produttiva dei paesi non-OPEC, mentre i paesi OPEC, per la loro disponibilità di giacimenti, potrebbero sostenere una aumento produttivo anche più veloce con costi di sviluppo relativamente bassi. Ma gli investimenti in questi paesi sono influenzati da diversi fattori, comprese misure di conservazione delle risorse e considerazioni geopolitiche.

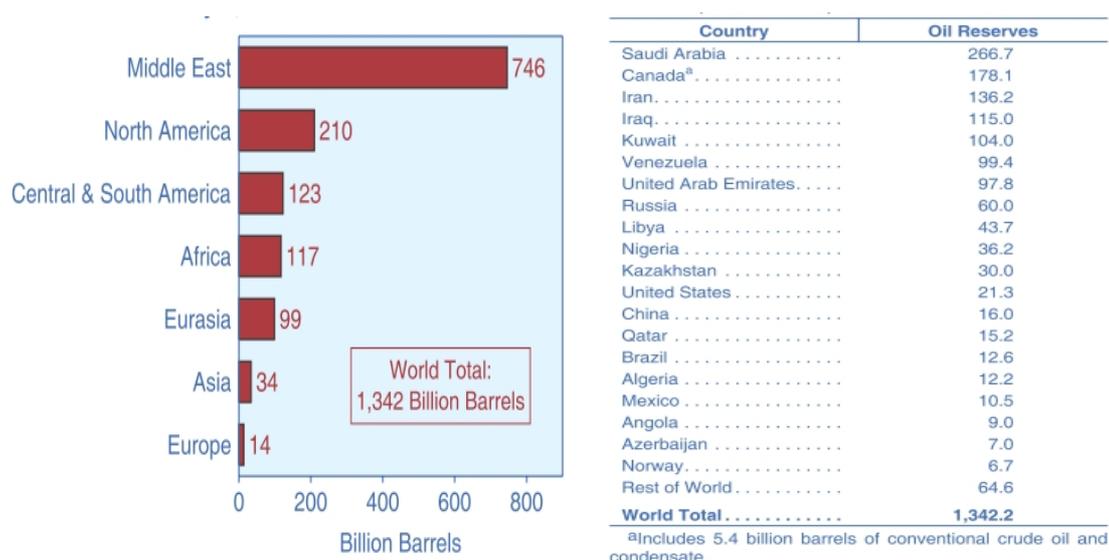


Figura 4: Distribuzione riserve petrolifere mondiali - Fonte: Oil & Gas Journal, IEO 09

² PennWell Corporation, Oil & Gas Journal, Vol. 106.48 (22 Dicembre 2008), except United States

Il mondo non è ancora a corto di petrolio o gas, le riserve complessive sono abbastanza grandi per sostenere il previsto aumento della produzione oltre il 2030 e si prevede che giacimenti ancora non scoperti possano garantire un terzo del petrolio tuttavia estraibile. Come per il petrolio, anche le riserve di gas naturale sono sufficientemente grandi da soddisfare un aumento della domanda di ben oltre il 2030³. Sono, però fortemente concentrate in un numero limitato di paesi: solo Russia, Iran e Qatar detengono il 56 % delle riserve mondiali. Inoltre, i costi per sviluppare queste nuove risorse sono destinati ad aumentare nel lungo periodo.

In definitiva, le risorse di petrolio e gas potrebbero essere ancora abbondanti, ma non ci può essere alcuna garanzia che saranno sfruttate adeguatamente per soddisfare il livello di domanda prevista nello scenario di riferimento. Le compagnie petrolifere internazionali, che hanno tradizionalmente dominato il mercato mondiale di petrolio e gas, sono sempre più schiacciate dal potere crescente delle imprese nazionali e dalla diminuzione dei giacimenti fuori dai paesi del OPEC, rendendo, di fatto, imprevedibile come il mercato mondiale del petrolio e del gas si evolverà.

1.1.2 Emissioni globali

Lo scenario di riferimento del WEO-09 prevede una crescita continua delle emissioni di CO₂ e di gas ad effetto serra relativa ai processi energetici. Mantenendo immutate le politiche energetiche attuali, le emissioni di CO₂ aumenteranno da 28,8 Gt nel 2007 a 34,5 Gt nel 2020 e 40,2 Gt nel 2030, una crescita annua del 1,5%. con un aumento totale del 39,5%. Tre quarti di questo previsto aumento di CO₂ è riconducibile a Cina (aumento di 6Gt), India (2Gt) e Medio Oriente (1Gt), nel complesso il 100% a paesi non-OECD.

³ Il CEDIGAZ (Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux), stima una disponibilità mondiale di gas naturale pari a 6342000 miliardi Cubic Feet. U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2007 Annual Report, DOE/EIA-0216(2007) (February 2009)

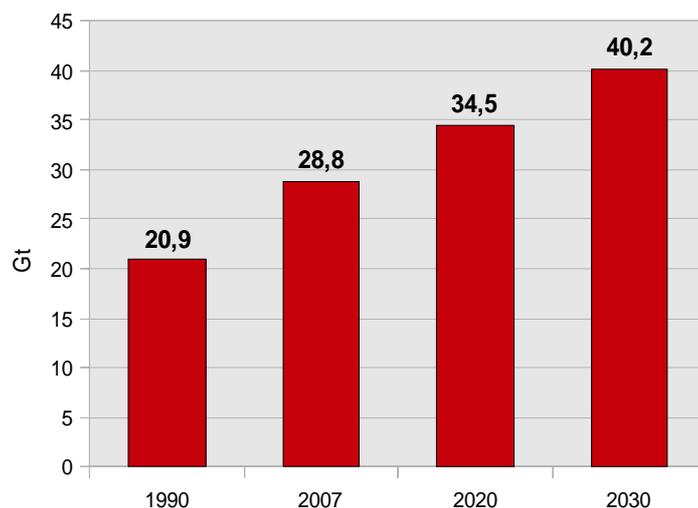


Figura 5: Emissioni annue di CO2 - Fonte WEO 09

Si prevede una leggera diminuzione nell'emissioni nei paesi non-OECD dovuta alla diminuzione della domanda (migliore efficienza) e ad un maggiore utilizzo del nucleare e delle rinnovabili. Le emissioni nell'ambito OECD raggiungeranno il picco dopo il 2020 per poi decrescere. Solo in Europa e in Giappone nel 2030 le emissioni saranno inferiori rispetto ad oggi. Tuttavia, mentre i paesi non-OECD sono attualmente responsabili del 52% delle emissioni annue nel settore energetico, essi sono responsabili solo del 42% delle emissioni cumulative mondiali dal 1980. Inoltre, in media, le emissioni pro capite non-OECD rimarranno di gran lunga inferiori a quelli dell'OECD.

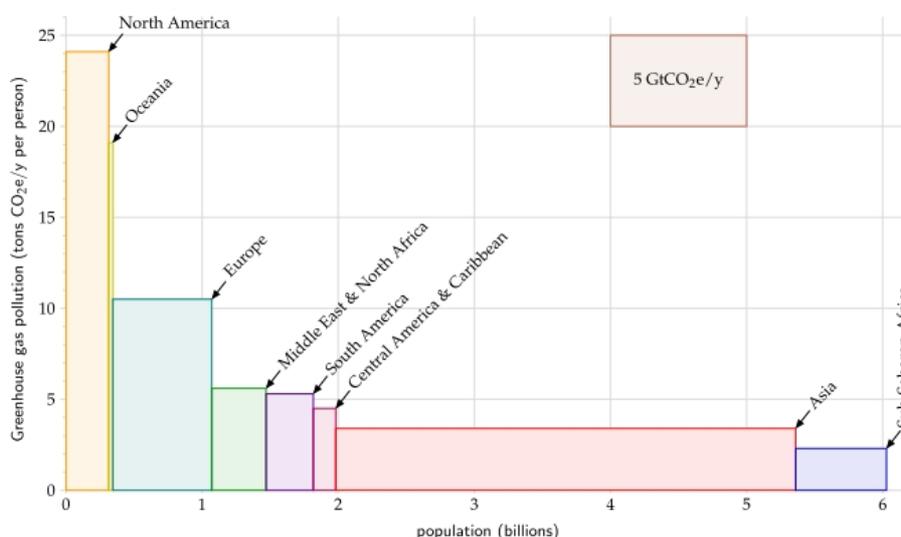


Figura 6: Emissioni gas-serra procapite (anno 2000) – Fonte: "Sustainable Energy - without the hot air", David JC MacKay

Se i trend espressi nello scenario di riferimento dovessero realizzarsi, ossia in assenza di politiche energetiche correttive, il tasso di crescita dei combustibili fossili previsto provocherebbe una concentrazione di gas ad effetto serra nell'atmosfera superiore a 1000 ppm di CO₂ a lungo termine. Ciò provocherebbe quasi certamente un grave cambiamento climatico, con conseguenze irreparabili per il pianeta.

1.1.3 Una rivoluzione necessaria

L'uomo immette nell'ambiente gas ad effetto serra in diverse attività. La combustione di biomassa non rinnovabile, la deforestazione, lo smaltimento dei rifiuti e l'agricoltura sono l'origine del 26% del totale delle emissioni umane (anno 2000). Ma è il settore dell'energia a contribuire per quasi i tre quarti del totale. E' possibile dunque focalizzare il problema del cambio climatico verso il settore energetico.

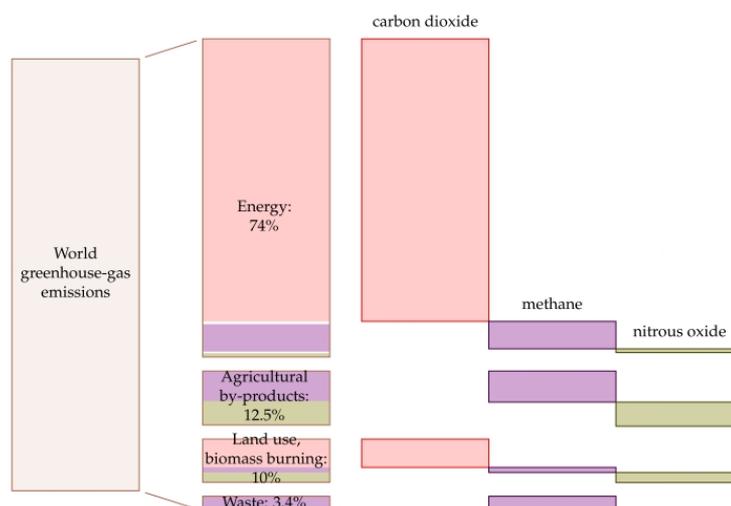


Figura 7: Spaccato delle emissioni mondiali di gas-serra per causa e per tipo di gas (2000) - Fonte Sustainable Energy - without the hot air - MacKay 2009

Le emissioni di gas ad effetto serra relate al settore energetico sono determinate principalmente alla produzione di energia elettrica (~40%) dai trasporti (~25%) dal settore industriale (~15%) e dalle attività domestiche (~10%). Nonostante ci siano diverse opinioni riguardo a quale possa essere il

livello di CO₂ sostenibile a lungo termine per il settore energetico, la comunità scientifica sta convergendo verso la necessità di limitare il riscaldamento globale a massimo 2°C.

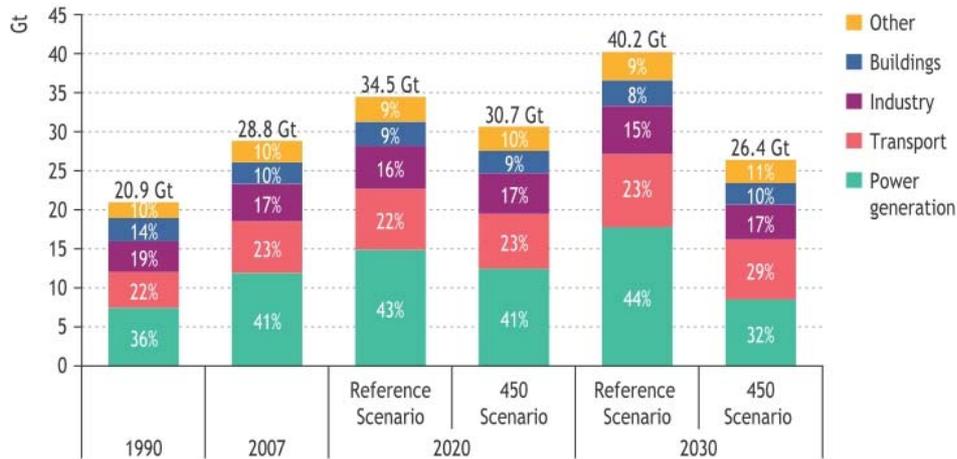


Figura 8: Emissioni mondiali settore energetico - WEO 09

III

Fissando il limite di emissioni sostenibili a 450ppm di CO₂e (attualmente siamo a circa 385ppm) la probabilità di non superare la soglia dei 2°C è del 50%. L'impegno dei governi mondiali per ottenere questo risultato dovrà essere forte e coordinato e coinvolgerà trasversalmente tutti i settori coinvolti nella produzione e nel consumo di energia.

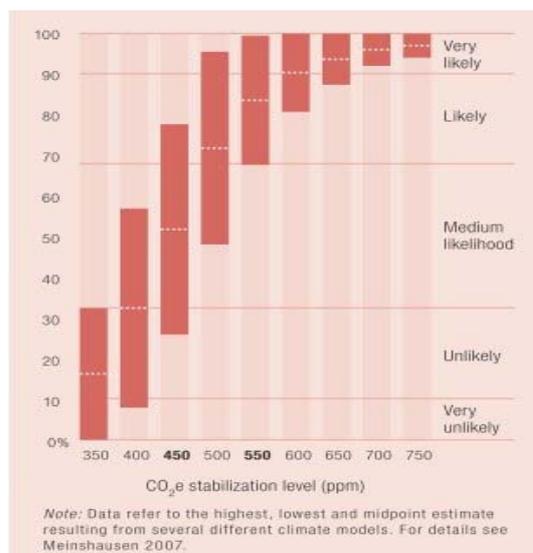


Figura 9: Probabilità di superare i 2°C per CO₂e (ppm) - Fonte Human Development Report 2007-2008

Il sistema energetico sarà molto diverso nel 2030 rispetto ad oggi, ma non necessariamente nel modo in cui vorremmo. Sicuramente alcune tendenze evidenziate verranno confermate: il peso crescente della Cina, India, Medio Oriente e di altri paesi OECD nei mercati energetici e nelle emissioni di CO₂, il dominio crescente delle compagnie petrolifere nazionali e la nascita di tecnologie energetiche a basso tasso di carbone. Inoltre, anche se temporanei sbilanciamenti di mercato potrebbero causare diminuzioni dei prezzi, bisogna prendere atto che l'era del petrolio a basso costo è finita. Tuttavia, molti fattori chiave rimangono in dubbio. I governi attuali hanno il compito di affrontare scelte critiche per il futuro economico, sociale e ambientale del pianeta e sta a loro guidare il mondo verso un sistema energetico più pulito, intelligente e competitivo.

Il normale ciclo di sostituzione del capitale è un vincolo fondamentale sulla velocità con cui le tecnologie a basso tasso di carbonio potranno entrare in uso senza incorrere in costi sproporzionati. Il settore energetico ha un tasso di sostituzione del capitale relativamente lento (grandi investimenti iniziali a lungo termine) e di conseguenza l'introduzione di tecnologie efficienti richiede molti anni per la loro diffusione. Probabilmente sarà necessario affrontare la realtà di costi di pensionamento anticipato per adottare misure radicali per accelerare il taglio delle emissioni dei gas serra.

Qualsiasi accordo dovrà prendere in considerazione l'importanza della partecipazione dei principali responsabili delle emissioni, i cinque maggiori produttori di CO₂, Cina, Stati Uniti, Unione Europea, India e Russia, rappresentano insieme quasi i due terzi del totale delle emissioni. I contributi per la riduzione delle emissioni da parte della Cina e degli Stati Uniti sarà fondamentale per raggiungere un obiettivo di stabilizzazione.

Legenda

OECD “Organisation for Economic Co-operation and Development”
www.oecd.org (Australia, Austria, Belgio, Canada, Repubblica Ceca, Corea, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia,

Irlanda, Islanda, Italia, Giappone, Lussemburgo, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Olanda, Polonia, Portogallo, Gran Bretagna, Slovacchia, Spagna, Svizzera, Svezia, Turchia, Ungheria, USA)

OPEC “Organization of the Petroleum Exporting Countries” www.operc.org (Algeria – 1969, Angola – 2007, Gabon – 1975 – 1994, Libia – 1962, Nigeria – 1971, Iran – 1960, Iraq – 1960, Kuwait – 1960, Qatar – 1961, Arabia Saudita – 1960, Emirati Arabi Uniti – 1967, Indonesia – 1962 – 2009, Ecuador – 1973 – 1992, 2007 Venezuela – 1960)

ASEAN “Association of South-East Asian Nations” www.aseansec.org (Indonesia, Malesia, Filippine, Singapore, Thailandia, Brunei, Vietnam, Laos, Birmania, Cambogia)

1.2 L'idrogeno per la mobilità

Il settore dei trasporti è responsabile di circa il 25% delle emissioni mondiali di gas serra. Sarà inevitabile, in una politica mondiale di riduzione delle emissioni, che il settore subisca profondi cambiamenti nel giro di pochi lustri. Inoltre, se come previsto si verificherà un aumento generale del costo del petrolio, sarà maggiore la necessità di superare il tradizionale sistema dei trasporti basato sui motori a combustione interna. Nonostante la ricerca su un nuovo paradigma per la mobilità sostenibile vada avanti oramai da decenni, la soluzione definitiva non è stata ancora individuata. Gli studi delle più importanti case costruttrici sono stati concentrati fondamentalmente su tre tecnologie (auto elettriche, auto a fuel cell e auto ibride), ma non è ancora chiaro quale sia la migliore strada da intraprendere a livello globale. Fino ad oggi, infatti, nessuna nuova tecnologia è in grado di superare quella dei veicoli tradizionali per prestazioni, affidabilità e appeal per i clienti.

L'attenzione per un nuovo sistema dei trasporti è sempre crescente e le forze messe in campo, dal punto di vista scientifico e politico, aumentano. Non è

inverosimile affermare che i problemi attualmente presenti nelle nuove tecnologie veicolari potrebbero essere superati a breve termine. In tal caso, il passaggio verso un moderno sistema dei trasporti sarebbe semplificato.

In questa trattazione è stato approfondito lo studio di un sistema veicolare basato sull'idrogeno. Punti di forza, aspetti critici e possibili implementazioni verranno analizzati.

1.2.1 L'idrogeno

L'idrogeno (simbolo H) è il primo elemento della tavola periodica degli elementi. E' l'elemento più semplice, più leggero e più comune dell'universo ed è presente in tutti i composti organici e organismi viventi. Allo stato elementare esiste sotto forma di molecola biatomica (H_2). A pressione atmosferica e a temperatura ambiente (298K) è un gas incolore, inodore, insapore ed altamente infiammabile. E' poco comune nel nostro pianeta in forma pura, infatti è rintracciabile allo stato libero solo in gas vulcanici e in alcuni gas naturali: la sua leggerezza, infatti, lo fa fuggire dalla gravità terrestre e la sua estrema reattività fa sì che formi numerosi composti chimici. Come componente di composti l'idrogeno è il decimo elemento più abbondante della terra presente soprattutto nell'acqua, nei minerali e negli idrocarburi come petrolio e gas naturale.

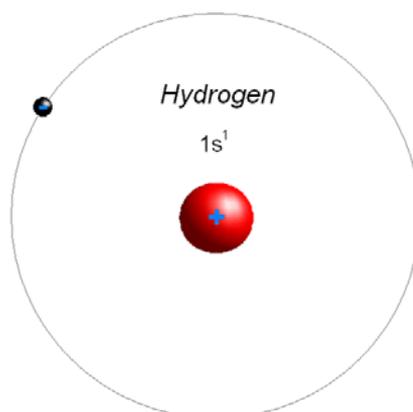
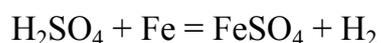


Figura 10: Atomo di idrogeno - Fonte: Green-Planet-Solar-Energy.com

1.2.2 Dall'aria infiammabile al generatore d'acqua

L'idrogeno, nella sua forma gassosa pura, fu prodotto artificialmente da T. Von Hohenheim (noto come Paracelso) agli inizi del XVI secolo sciogliendo il ferro “nell'alcol di vetriolo”.



Lo scienziato non si rese però conto che il gas prodotto era un nuovo elemento chimico. Nel 1671, Robert Boyle, tramite un procedimento simile, produsse nuovamente dell'idrogeno puro. Nel 1766 H. Cavendish fu il primo a rendersi conto di trovarsi di fronte ad un nuovo elemento chimico, ma erroneamente lo associò al “flogisto” secondo un'erronea teoria del tempo che spiegava la combustione. Cavendish aveva scoperto inoltre che quel gas, il quale bruciava subito nell'aria, era straordinariamente leggero, con una densità pari a un quattordicesimo di quella dell'aria stessa e presentava la curiosa proprietà di generare acqua se bruciato. Lo definì “aria infiammabile”.

Nel 1785 Antoine Lavoisier, confutò definitivamente la teoria del flogisto e pose le basi per la nuova nomenclatura dando il nome di idrogeno al nuovo elemento, dal greco “generatore d'acqua”.

Nel 1931 Harold Urey scoprì uno dei tre isotopi dell'idrogeno, ovvero il deuterio. Lo stesso gruppo capeggiato da Urey identificò, per la prima volta nel 1932, la cosiddetta acqua pesante, ovvero l'acqua contenente deuterio.

Nel 1934 Ernest Rutherford, Mark Oliphant, e Paul Harteck identificarono un altro isotopo, noto come trizio.

Il terzo isotopo non citato è quello a cui si fa riferimento comunemente come idrogeno, a causa della sua abbondanza (circa il 99.98 % dell'idrogeno totale), anche noto come protium poiché il suo nucleo contiene un solo protone (il deuterio ne contiene due, il trizio tre).

1.2.3 Proprietà dell'idrogeno

L'idrogeno forma composti con tutti gli elementi conosciuti eccetto con i gas nobili. L'idrogeno ha un' elettronegatività di 2.2, quindi reagisce sia con metalli che con i non metalli. L'idrogeno forma numerosi composti con il carbonio,

chiamati composti organici.

Alcuni di questi composti organici sono i combustibili idrocarburi metano (CH₄), etano (C₂H₆), propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀), gli alcoli come metanolo (CH₃OH) e l'etanolo (C₂H₅OH) e vari eteroatomi come zolfo, alogeni, fosforo, etc. Il motivo per cui l'idrogeno ha un'alta abilità a combinarsi con altri elementi e composti chimici può essere trovato nella sua configurazione elettronica 1s¹ che gli permette di guadagnare un elettrone per trasformarsi in ione idruro H⁻ o perdere l'elettrone e trasformarsi in protone H⁺. Inoltre, può sempre condividere elettroni con altri atomi formando legami covalenti.

Element category	nonmetal
Standard atomic weight	1.00794(7) g·mol ⁻¹
Atomic radius	25pm
Covalent radius	31±5 pm
Van der Waals radius	120 pm
Group, period, block	1, s, 1
Crystal structure	hexagonal
Thermal conductivity	(300 K) 0.1805 W·m ⁻¹ ·K ⁻¹
Density	(0 °C, 101.325 kPa) 0.08988 g/L
Melting point	-259.14 14.01 K, -434.45 °F °C,
Boiling point	-252.87 20.28 K, -423.17 °F °C,
Triple point	13.8033 K (-259°C), 7.042 kPa
Critical point	32.97 K, 1.293 Mpa
Heat of fusion	(H2) 0.117 kJ·mol ⁻¹
Heat of vaporization	(H2) 0.904 kJ·mol ⁻¹
Specific heat capacity	(25 °C) (H2) 28.836 J·mol ⁻¹ ·K ⁻¹
Electronegativity	2.20 (Pauling scale)
CAS registry number	1333-74-0

Tabella 1: Proprietà idrogeno

1.2.4 Effetti sulla salute

L'idrogeno è pericoloso perché estremamente infiammabile se entra in contatto con aria o ossigeno: il riscaldamento può causare violente combustioni o esplosioni. La fiamma che produce è azzurra e quasi invisibile, difficile da

vedere. L'idrogeno reagisce violentemente con alogeni e forti ossidanti provocando fiamme e esplosioni. Non è tossico, ma può essere assorbito dal corpo per inalazione provocando deficienza di ossigeno.

1.2.5 Uso dell'idrogeno

I più importanti utilizzi dell'idrogeno sono:

- Sintesi di ammoniaca con il processo Haber (il principale uso di Idrogeno).
- Raffinazione di olio e gas. Viene usato per convertire composti pesanti e insaturi in componenti più leggeri e stabili adatti ad essere usati come combustibili.
- Produzione di composti chimici. Usato come materiale grezzo per la sintesi di metanolo, perossido di idrogeno, acido idrocloridrico, polimeri e solventi.
- Industria farmaceutica. Produzione di vitamine ed altri farmaci.
- Industria alimentare e delle bevande. Usato per l'idrogenazione catalitica di oli vegetali insaturi per ottenere grassi solidi.
- Industria metallurgica.
- Industria elettronica.
- Analisi di laboratorio.
- Propellente liquido in ambito spaziale e aeronautico.

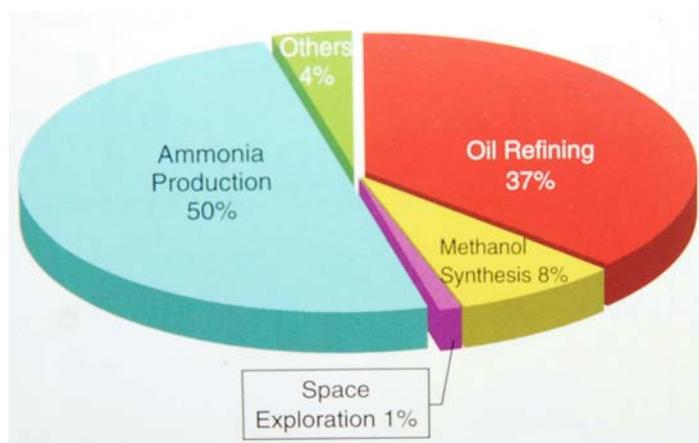


Figura 11: Gli utilizzi dell'idrogeno – Fonte: "Introduction to Hydrogen Technology" -WILEY, 2008

1.2.6 Produzione idrogeno

Nonostante la sua grande abbondanza nell'universo è difficile produrre idrogeno in grandi quantità. Data la sua scarsa quantità allo stato libero nel nostro pianeta, l'idrogeno deve essere prodotto a partire dai suoi composti. I principali metodi di produzione dell'idrogeno saranno trattati nel capitolo successivo.

1.2.7 Lo stoccaggio di idrogeno

A dispetto delle sua altissima energia specifica, l'idrogeno ha una densità molto bassa (il volume di 90g di idrogeno è 1m^3) pertanto l' immagazzinamento e il trasporto di idrogeno sono fattori cruciali per una produzione su larga scala. Per questa ragione le industrie chimiche e petrolchimiche utilizzano idrogeno prodotto in loco, mentre il suo trasporto è sempre in stato compresso o liquido. La sua bassa densità rende il trasporto in pipeline poco conveniente. Fondamentalmente possono essere considerati tre metodi di immagazzinamento dell'idrogeno praticabili: come gas compresso, allo stato liquido e per assorbimento.

1. Immagazzinamento come gas compresso

L'immagazzinamento di idrogeno sotto pressione è stato utilizzato con successo per molti anni ed è largamente utilizzato per il trasporto di piccole quantità di gas, come ad esempio nei veicoli mobili. Un sistema di immagazzinamento di idrogeno ad alta pressione è composto fondamentalmente da un serbatoio cilindrico, un regolatore di pressione per ridurre la pressione prima di immetterla nel sistema di propulsione e valvole per il controllo del flusso del gas. Il materiale del serbatoio è uno dei problemi chiave di questi sistemi. L'idrogeno, infatti, è capace di diffondersi nei materiali che sono impermeabili agli altri gas e, reagendo con il carbonio che è un componente dell'acciaio, può provocare una diminuzione della solidità delle pareti del serbatoio. Per risolvere questo problema, sono state utilizzati acciai e leghe arricchiti di cromo. Per serbatoi più grandi sono stati utilizzati materiali plastici compositi rinforzati. La pressione più alta utilizzata è di 350 bar, ma alcuni serbatoi possono funzionare 700 bar. Il contenuto è solitamente di 45 m^3 di idrogeno.

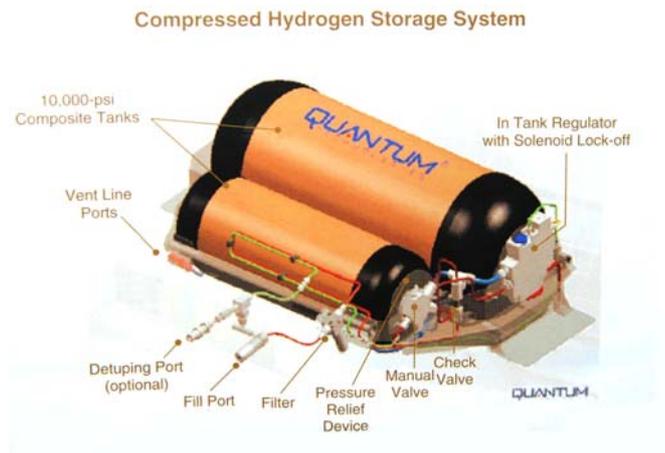


Figura 12: Serbatoio per idrogeno compresso - Fonte: Quantum

2. Immagazzinamento come idrogeno liquido

L'idrogeno può essere immagazzinato come liquido (chiamato LH₂) a 20K (-253°C) a basse pressioni in serbatoi super-isolati. Questo tipo di configurazione è molto interessante per trasporti di lunghe distanze e per contenere combustibile per veicoli spaziali e aeroplani. I serbatoi per LH₂ sono generalmente cilindrici e costruiti con leghe metalliche a parete sottile. Per mantenere il contenuto il più isolato possibile dal calore esterno questi serbatoi sono avvolti da un isolamento termico multistrato composto da lamine metalliche e lana di vetro. A parità di peso un serbatoio di idrogeno liquido ha una capacità molto maggiore rispetto a quella a gas compresso. Questa tecnologia presenta al momento grandi problemi:

- Il processo di raffreddamento richiede un dispendio di energia normalmente pari al 30-40% del combustibile contenuto.
- I serbatoi sono molto costosi.
- L'ebollizione di una parte dell'idrogeno liquido necessita di essere sfogata all'esterno necessitando misure di sicurezza e generando perdite di capacità, anche a motore spento.
- Le infrastrutture per il rifornimento richiedono grandi investimenti e notevoli misure di sicurezza.

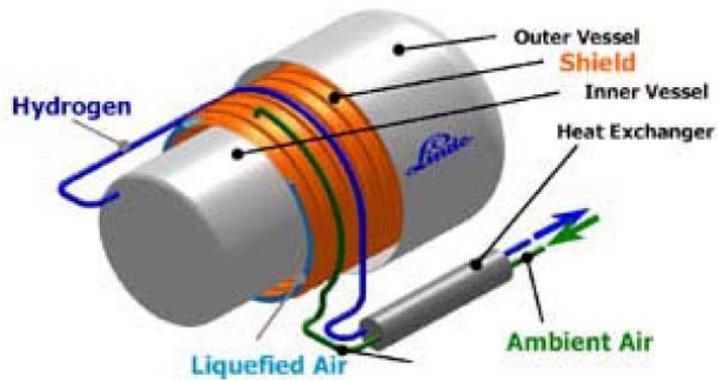


Figura 13: Serbatoio per idrogeno liquido - Fonte: Linde

3. Immagazzinamento allo stato solido

Alcuni materiali assorbono idrogeno e possono rilasciarlo successivamente per riscaldamento o tramite reazione chimica. Sono più di mille i componenti chimici in grado di assorbire reversibilmente idrogeno. Per essere funzionali però, devono rilasciare l'idrogeno molto facilmente, quindi non un basso dispendio energetico, devono essere sicuri da maneggiare e devono resistere all'avvelenamento da impurità. Attualmente non esiste una soluzione soddisfacente a questi problemi sebbene ci siano diversi studi per l'immagazzinamento di idrogeno in idruri metallici e nanostrutture in carbonio.



Figura 14: Idruri metallici per immagazzinamento di idrogeno - Fonte: H-bank

1.2.8 Le Fuel Cell

Una cella a combustibile (o pila combustibile) è un dispositivo elettrochimico in grado di generare elettricità dal combustibile fornito tramite un processo di ossidazione, senza alcuna combustione termica. E' composta da due elettrodi, uno sui cui avviene il processo di ossidazione (anodo) e un altro su cui avviene il processo di riduzione (catodo). Gli elettroni rilasciati nel processo di ossidazione nell'anodo vengono consumati nel processo di reazione nel catodo, producendo una tensione ed un flusso elettrico.

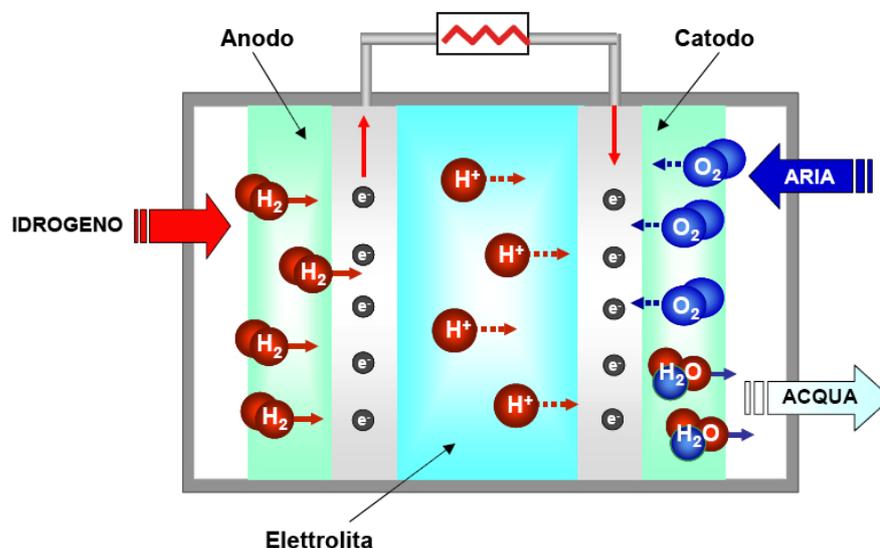


Figura 15: Funzionamento di una Fuel Cell

Le celle a combustibile furono inventate da William Grove nel 1839, con elettrodi porosi in platino ed acido solforico come bagno elettrolita. La miscela di idrogeno ed ossigeno utilizzata come carburante generava elettricità e come unico scarto acqua. Il progetto fu migliorato nel 1932 da Francis T. Bacon che riaccese l'interesse della comunità scientifica per questo tipo di tecnologia. A partire dagli anni '60 le celle a combustibile furono adoperate dalla NASA per produrre energia elettrica nelle navicelle spaziali Gemini ed Apollo. Oggi sono installate nello Shuttle per la produzione di elettricità ed acqua per l'equipaggio.

Le celle a combustibile sviluppate finora utilizzano per la loro alimentazione idrogeno, metanolo o metano. Tra quelle che utilizzano l'idrogeno possiamo

distinguere diversi modelli.

- PEMFC (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell)

L'idrogeno si separa in protoni ed elettroni sull'anodo, i protoni possono passare sul catodo tramite una membrana polimerica dove reagiscono con l'ossigeno, mentre gli elettroni sono costretti a passare attraverso un circuito esterno per raggiungere il catodo e ricombinarsi fornendo potenza elettrica.

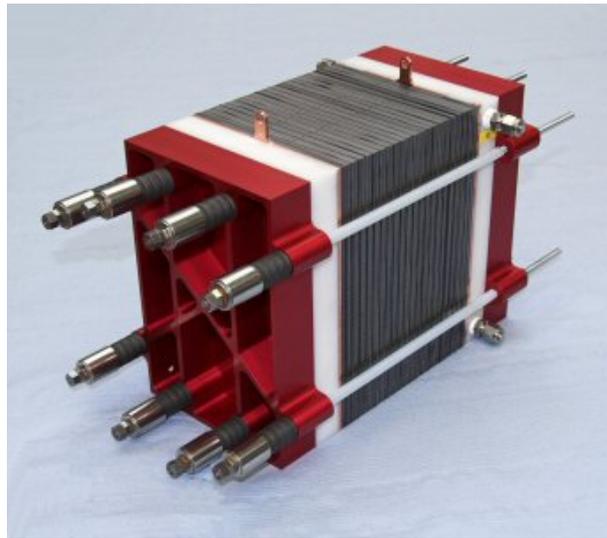


Figura 16: Stack PEMFC

La membrana ha lo scopo di evitare il contatto fisico tra i due elettrodi e di prevenire il passaggio del combustibile da un compartimento all'altro, permettendo invece agli ioni H^+ di migrare. Le membrane utilizzate sono dei polimeri sviluppati da DuPont nel 1960 che registrò con il marchio Nafion[®]. L'anodo e il catodo sono generalmente costituiti da un blocco di polvere di grafite su cui viene incorporato un catalizzatore per ridurre i tempi di reazione. La sostanza comunemente utilizzata a questo scopo è il platino o combinazioni di platino/rutenio, platino/molibdeno, platino/cobalto e platino/iridio. Ogni cella combustibile è capace di generare una differenza di potenziale di circa $\sim 0,7V$. È possibile connettere più celle tra di loro in "stack" per aumentare il potenziale elettrico generato. A questo scopo vengono utilizzati dei piatti bipolari (tipicamente di carbonio, acciaio inox o titanio) che mettono in connessione più celle. Le PEMFC, per la loro compattezza, sono le prime candidate per utilizzi nel settore veicolare e in applicazioni mobili, tuttavia presentano criticità riguardanti la gestione dell'acqua. Il funzionamento è infatti compromesso se si verifica una

disidratazione della membrana che impedisce il normale passaggio protonico o un eccessivo accumulo di acqua sugli elettrodi che impedisce ai reagenti di raggiungere i siti catalitici. L'uso dell'acqua determina una temperatura massima della pila di 100°C e problemi relativi al congelamento in temperature inferiori a 0°C. Infine, il catalizzatore al platino è molto sensibile all'avvelenamento da CO e cessa di funzionare correttamente anche con piccole concentrazioni di questa sostanza (1 ppm).

- AFC (Alcaline Fuel Cell)

Le celle a combustibile alcaline fanno parte di una tecnologia molto avanzata e usate dalla NASA nelle missioni Apollo e Space Shuttle. Il funzionamento è molto simile a quello delle PEMFC ma in questo caso i due elettrodi sono separati da una soluzione acquosa di idrossido di potassio. Come catalizzatore è usato il nichel, palladio o platino per l'anodo, mentre nichel/ossigeno, platino, oro o argento per il catodo. Operano a temperature di 60-90°C. Anche in questo caso la cella combustibile è soggetta ad avvelenamento in presenza di CO nel combustibile.

- PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)

Utilizza acido fosforico come elettrolita, immergendo tra i due una matrice di carburo di silicio riempita in maniera capillare con questa sostanza. Questo tipo di celle non soffrono di problemi di avvelenamento ed operano a temperature di 150-200°C. L'impiego possibile è per la generazione di energia elettrica in edifici o in grandi veicoli come autobus.

- MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)

Questo tipo di celle operano ad alte temperature (700-900°C). Uno ione carbonato viene generato nel catodo e migra sull'anodo. Le celle MCFC hanno un'efficienza vicina al 60% e hanno il vantaggio di generare elettricità dal calore di prodotto. L'efficienza termica del sistema è di circa 85%. Le alte temperature di utilizzo e le sostanze corrosive dell'elettrolita provocano una rapida usura delle celle.

- SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)

Questo tipo di celle a combustibile funzionano con un elettrolita ossido solido di materiale ceramico. Necessitano di alte temperature di funzionamento (800-

1000°C), ma sono molto efficienti e affidabili e non presentano problemi di impurezze del combustibile, gestione dell'acqua e stabilità della membrana. Vengono impiegate per generare energia elettrica in impianti fissi.

1.2.9 Gli autoveicoli a idrogeno

Autoveicoli a fuel cell PEM (PEMFC)

Tra tutti i tipi di fuel cell la tecnologia PEM, per le sue caratteristiche, è considerata la più adatta al trasporto veicolare. Le automobili fuel cell sfruttano i vantaggi dei motori elettrici (zero emissioni inquinanti, bassa rumorosità) evitando l'utilizzo di batterie di alimentazione. Infatti, una PEMFC, produce tramite conversione elettrochimica, elettricità, calore e acqua utilizzando idrogeno e ossigeno. L'efficienza di una PEMFC è da due a tre volte maggiore rispetto a un tradizionale motore a combustione interna. I componenti del motore elettrico sono gli stessi degli autoveicoli a batterie e non presentano problemi tecnologici o economici.

Una PEMFC per automobili è costituita fondamentalmente da 5 unità:

- Modulo di sistema: rimuove l'acqua dall'aria umida esausta e reimmette nello stack l'aria condizionata a flusso, pressione, temperatura e umidità controllati. I componenti principali sono il compressore, il condensatore, l'umidificatore e il ricircolo dell'acqua.
- Modulo Stack: è il core del motore; idrogeno più aria pressurizzata e umidificata alimentano la pila a celle combustibile che genera energia elettrica. Il modulo è dotato di sensori di controllo del voltaggio prodotto.
- Modulo di distribuzione dell'energia: distribuisce la potenza dal modulo Stack all'unità di trazione e ai sistemi ausiliari della fuel cell come la ventola, il compressore e la pompa di raffreddamento.
- Pompa di raffreddamento: il liquido refrigerante (acqua e glicole) attraversano il modulo Stack e altri dispositivi ausiliari per rimuovere il calore di scarto inviandolo al radiatore e ai moduli per il riscaldamento.
- Modulo di controllo: connette il motore con gli altri componenti del

veicolo tramite rete CAN. Il modulo di controllo riceve le richieste di potenza e monitora e controlla l'intero sistema fornendo lo stato operativo del veicolo e incorporando funzioni di diagnostica.

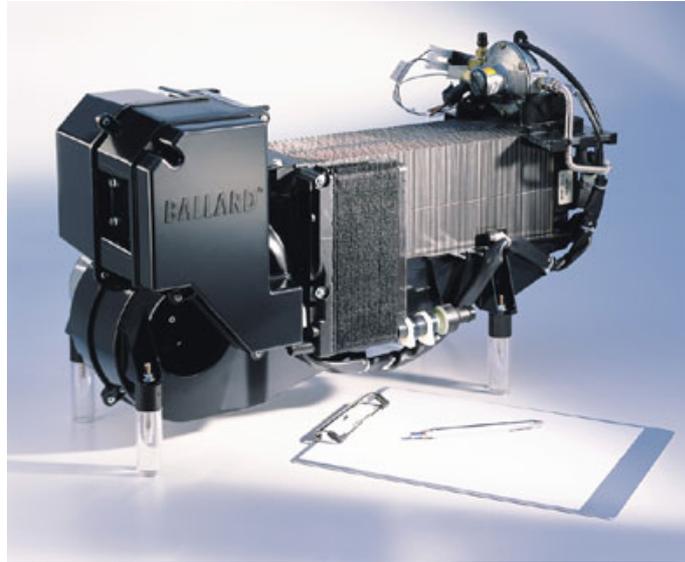


Figura 17: Uno stack PEMF per automobili - Fonte: Ballard

L'affidabilità dei veicoli PEMFC deve essere ancora stabilita con certezza,

System Data		
Performance Data	Maximum system net power	68 kW (80 kW gross power)
	Voltage	450-250 V DC
	Maximum system efficiency	48% (LHV)
	Weight (incl. Stack, system module, PDU)	Approx. 220 kg
	Volume (incl. Stack, system module, PDU)	Approx. 220 L
	Transient response idle to 90% power	< 1 sec.
	Freezability	Yes
	Cold start up time	< 40 sec.
Operational Data	Pressure air/hydrogen	3 bar
	Stack operating temperature	<85°C
Interface Data	Air	Particle filtered ambient air
	Hydrogen	10-13 bara (130-175 psig.)
	Coolant	Water/glycol mixture
	Coolant inlet temperature high temperature loop	70°C
	Coolant inlet temperature low temperature loop	50°C
	Communication with fuel cell system controller	3 CAN bus 2.0B (32Bit / 56 Mhz ECU)

Tabella 2: Esempio di fuel cell per un automobilista: Xcellsis HY-80 - Fonte: Ballard Power Systems 2003

tramite prove su strada di durata accettabile. L'efficienza delle fuel cell è molto alta (superiore al 50%) e gli autoveicoli che utilizzano questa tecnologia per la propulsione dimostrano un'efficienza pari al 37%, il doppio rispetto ad un

tradizionale motore a benzina. Attualmente l'attenzione dei costruttori si sta focalizzando sul miglioramento della qualità, resistenza e affidabilità delle fuel cell, nonché ad una riduzione dei costi di produzione. Al momento questi autoveicoli sono in stato prototipale e non è ancora chiaro quando potrebbero essere commercializzati. Volkswagen, Bmw, Mercedes, Peugeot, Renault, Opel, Fiat hanno già sviluppato i propri modelli di automobili. Una trentina di autobus a idrogeno sono già circolanti in Europa grazie ad alcuni progetti nazionali e internazionali. Nella tabella 3 sono comparati alcuni modelli di automobili e autobus alimentati ad idrogeno in stato gassoso e in stato liquido:

Fuel Cell on Gaseous Hydrogen						
Automaker	Vehicle name	Vehicle type	Energy storage	Power	Range	Speed
DaimlerChrysler	Necar 4	Pass.car	2.5 kg, 35 Mpa	75 kW	200 km	145 km/h
Toyota	FCHV5	Pass.car	35 l, 50 Mpa	90 kW	500 km	
Ford	Think FC5	Pass.car	35 Mpa	75 kW		
Honda	FCX V4	Pass.car	130 l, 35 Mpa	60 kW	300 km	140 km/h
DaimlerChrysler	Sprinter	Light duty vehicle	35 Mpa	55 kW	150 km	120 km/h
Toyota	Hino Bus	Bus	25 Mpa	180 kW	300 km	80 km/h
DaimlerChrysler	Citaro Bus	Bus	35 Mpa	250 kW	300 km	80 km/h
Fuel Cell on Liquid Hydrogen						
Opel	HydroGen3	Pass.car	4.8 kg	75 kW	650 km	180 km/h
Renault	Laguna	Pass.car		30 kW	300 km	
MAN/ Linde	SL 202	Bus	600 l.	140 kW	300 km	75 km/h

Tabella 3: Comparazione di autoveicoli a fuel cell

Vantaggi

- Le auto ad idrogeno non emettono CO₂, altri agenti inquinanti e rumore.
- L'efficienza di un motore PEMFC è doppia o tripla rispetto ad un tradizionale motore a scoppio.

- Rispetto alle auto elettriche, le sostanze elettrolitiche contenute nelle fuel cell non sono tossiche come quelle contenute nelle batterie.
- Rispetto alle auto elettriche presentano un'autonomia maggiore.

Svantaggi

- Al momento i veicoli PEMFC sono in fase prototipale quindi molto costosi. Una industrializzazione di massa genererebbe economie di scala e una riduzione dei costi.
- Al momento i PEMFC non garantiscono un'affidabilità accettabile per il mercato veicolare.
- L'autonomia dei veicoli ad idrogeno è minore rispetto alle auto tradizionali.
- Lo stoccaggio di idrogeno rappresenta una criticità (è costoso e richiede molto spazio)
- In presenza di temperature sotto zero, le PEMFC necessitano di un preriscaldamento prima dell'avviamento.

Autoveicoli a combustione interna ad idrogeno (ICE-H)

Apportando alcune modifiche alla tecnologia nota dei motori a scoppio è possibile utilizzare l'idrogeno per alimentare veicoli a combustione interna. Questo tipo di soluzione potrebbe essere utilizzata come approccio iniziale all'idrogeno come combustibile.

Tramite un sistema elettronico di miscelazione viene regolata l'iniezione e la ricarica di idrogeno. Generalmente il processo di combustione dell'idrogeno genera un surplus di aria (combustione magra). Questa aria assorbe calore in camera di camera di combustione e mantiene la temperatura al di sotto del limite sopra al quale potrebbero avvenire accensioni spontanee. Tuttavia la conversione di un motore a scoppio tradizionale per l'alimentazione a idrogeno è più complicata che per il GPL o il metano a causa della bassa energia necessaria per la sua infiammabilità. I livelli di NOx emessi, inoltre, rappresentano un punto critico di questa tecnologia. La potenza di questi motori è leggermente inferiore rispetto a quelli alimentati a benzina.

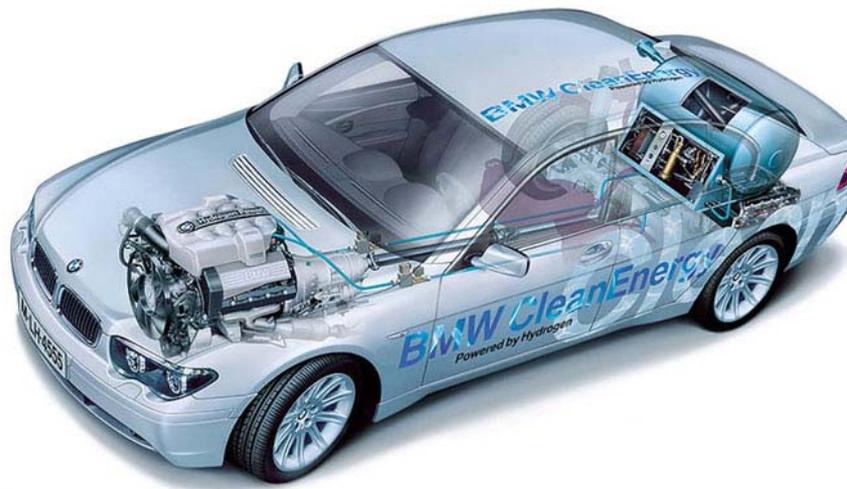


Figura 18: Bmw ICE a idrogeno

Bmw e Ford sono le due case costruttrici impegnate nello sviluppo di automobili a combustione interna alimentate a idrogeno. Bmw ha forti riserve sull'utilizzo delle fuel cell per la trazione veicolare incentrando gli studi sull'idrogeno per i motori a scoppio; tuttavia prevede l'utilizzo di piccole fuel cell a bordo per la produzione di energia elettrica. Il modello Bmw serie 7 a doppia alimentazione (benzina e idrogeno) viene attualmente esposto in tutto il mondo. Ford considera gli autoveicoli ICE-h un mezzo di transizione dai veicoli tradizionali ai veicoli a fuel cell e ha sviluppato un modello modificato della Zetec alimentato a idrogeno. La casa tedesca costruttrice di autobus MAN ha prodotto alcuni mezzi a combustione interna alimentati a idrogeno.

Attualmente gli autoveicoli ICE alimentati a idrogeno sono solo in fase prototipale, tuttavia l'eventuale commercializzazione non richiederebbe molto tempo in quanto utilizzano, quasi completamente, tecnologie mature.

Vantaggi

I veicoli con motori a combustione interna alimentati a idrogeno aprirebero la strada ai veicoli a fuel cell.

I produttori di automobili hanno più esperienza con i motori a combustione interna rispetto alle fuel cell.

I costi sono parecchio inferiori rispetto alle fuel cell.

Basse emissioni

Maggiore efficienza rispetto ai tradizionali motori a benzina.

Svantaggi

- Minore efficienza rispetto alle fuel cell.
- Dubbi sui vantaggi ambientali derivanti da questa tecnologia se si considera l'intero ciclo Well to Whell.
- Rispetto ai veicoli tradizionali sono richieste misure di sicurezza aggiuntive.
- Lo stoccaggio di idrogeno rappresenta una criticità (è costoso e richiede molto spazio).
- Minore autonomia rispetto ai veicoli tradizionali.

1.3 Il progetto Zero Regio



Zero Regio (Zero-emission Region) è un progetto co-finanziato dalla Commissione Europea che ha lo scopo di promuovere la mobilità sostenibile e contribuire al raggiungimento dell'obiettivo, entro il 2020, di sostituire in il 5% dei carburanti per il trasporto su strada con idrogeno.

L'obiettivo principale del progetto è stato la creazione di un sistema di trasporti a basse emissioni e si è articolato nei seguenti punti:

- sviluppo di un sistema di infrastrutture per la produzione, compressione, immagazzinamento e distribuzione di idrogeno per autoveicoli;
- adattamento di una stazione di rifornimento alla tecnologia dell'idrogeno e dimostrazione del funzionamento;
- dimostrazione su strada della possibilità di utilizzo dell'idrogeno come

combustibile alternativo;

- dimostrazione dei modi e delle prospettive di penetrazione dell'idrogeno in una sistema di trasporti a emissioni zero, a breve e medio termine.

Il progetto si è svolto parallelamente a Francoforte in Germania e a Mantova in Italia per opera di un consorzio internazionale composto da 16 enti pubblici e privati coordinati da Infraseriv Höchst. I membri partecipanti sono elencati in tabella. Il progetto rientra nell'ambito del Sesto Programma Quadro, il principale strumento di finanziamento alla ricerca della Unione Europea per gli anni 2002-2006, che ha avuto tra gli obiettivi prioritari la ricerca nello sviluppo sostenibile, nel cambiamento globale e negli ecosistemi (tra cui la ricerca in energia e trasporti). Il progetto è stato avviato nel novembre 2004 e terminerà nel maggio 2010.



Figura 19: Membri Partecipanti al progetto Zero Regio – Fonte: www.zeroregio.com

In Lombardia l'idrogeno è stato prodotto, partendo da gas naturale, con un innovativo Reattore Catalitico denominato SCT-CPO (Short Contact Time-Catalytic Partial Oxidation). Il reattore è stato sviluppato da Eni Tecnologie e sarà studiato in modo più approfondito nel capitolo seguente. La soluzione tecnologica adottata consente di realizzare impianti per produzione di idrogeno di

piccole dimensioni che tollerano avviamenti e spegnimenti relativamente rapidi e frequenti. L'impianto è stato collocato all'interno della stazione Agip Multi Energy di Mantova ed è stato integrato con un compressore per l'immagazzinamento dell'idrogeno a 350 bar e un erogatore per il rifornimento alla stessa pressione. Le vetture utilizzate in Italia sono state delle Fiat Panda Hydrogen. Questo modello è stata costruito sulla base della Panda 4X4 di normale produzione e come tale si presenta esteticamente, ma la propulsione è generata da un motore elettrico alimentato da 384 fuel cell di tipo PEM installate in tre stack assemblati assieme.

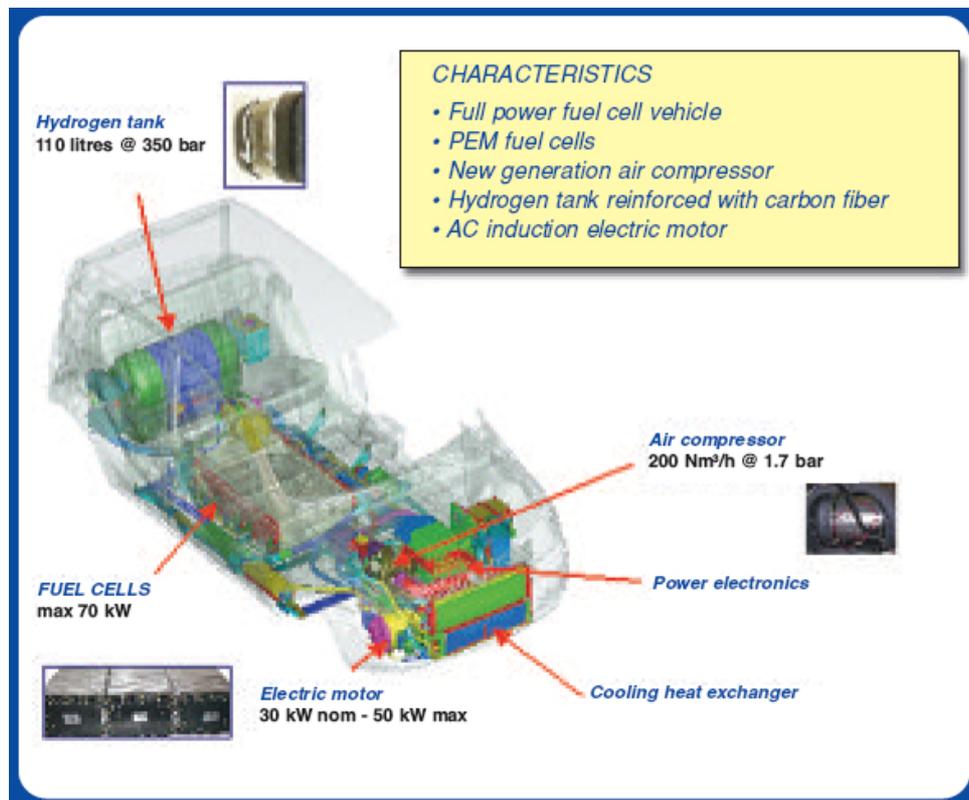


Figura 20: Schema di una panda hydrogen - Fonte: www.zeroregio.com

Motore	elettrico a corrente alternata a induzione
Potenza max	30 kW nominale (41 CV) 50 kW massima (68 CV)
Coppia max	12,74 mkg DIN - 125 Nm (stimato)
Cambio	Variatore
Scocca	Metallica autoportante
Sospensioni ant.	Ruote indipendenti tipo McPherson con ammortizzatori idraulici telescopici
Sospensioni post.	Ad assale torcente con ammortizzatori idraulici telescopici
Impianto frenante	a disco sulle ruote anteriori e a tamburo su quelle posteriori
Pneumatici	185/65-14
Lunghezza	3.570 mm
Larghezza	1.600 mm
Altezza	1.630 mm
Passo	2.300 mm
Posti	4
Peso vettura	1.400 kg
Serbatoio	110 litri pari a 2,4 kg di idrogeno a 350 bar
Pendenza max superabile	23 %
Accelerazione	5,0 secondi da 0 a 50 km/h
Velocità massima	130 km/h
Consumo medio	10 g di idrogeno per ogni km

Figura 21: Schema e prestazioni Fiat Panda Hydrogen

Nel parco industriale Höchst è disponibile una grande quantità di idrogeno (30 Mm³/anno), sottoprodotto da un processo chimico, che sinora è stato bruciato a fini energetici. La sorgente idrogeno è stata collegata – attraverso una linea di trasporto lunga 1.7 km – ad una stazione di rifornimento pubblica che eroga idrogeno, così come avviene oggi per la benzina ed il diesel. La stazione di rifornimento eroga idrogeno liquido a -253°C ed idrogeno gassoso compresso a pressioni di 350 bar e 700 bar. Le auto utilizzate in Germania per le prove su strada sono state delle Mercedes Classe A, con motore elettrico alimentato da fuel cell PEM da 72 Kw.

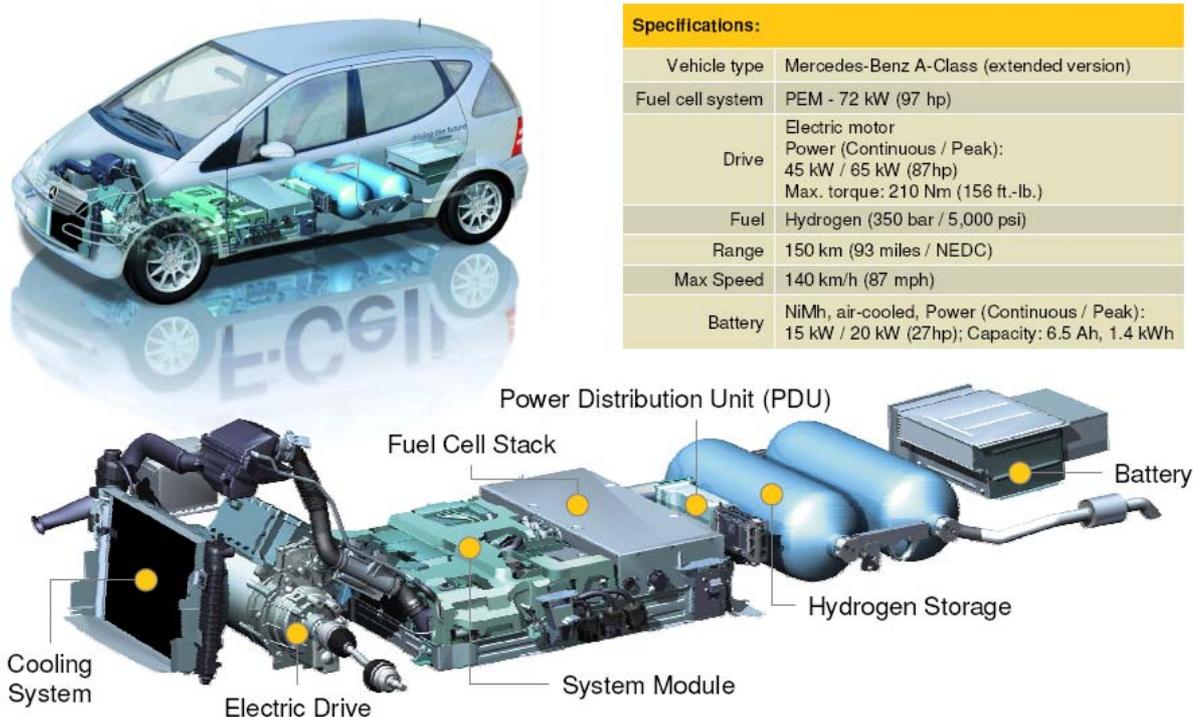


Figura 22: Schema e prestazioni Mercedes Classe A Hydrogen - Fonte: Zero Regio

L'avviamento del progetto ha avuto alcune difficoltà dovute alla mancanza di una legislazione italiana riguardante la distribuzione e il rifornimento di idrogeno. L'ottenimento dei permessi necessari per la regolamentazione di queste nuove tecnologie ha causato alcuni ritardi nello sviluppo del progetto, fino a quando, a partire da Agosto 2006, è stata definita una legislazione dalla regione Lombardia. Analoghe difficoltà sono state riscontrate nell'ottenimento dell'omologazione dei veicoli a fuel cell. Il problema principale è stato l'immagazzinamento dell'idrogeno compresso all'interno degli autoveicoli. Attualmente la pressione massima concessa è di 350 bar. In Germania i permessi necessari sono stati ottenuti entro i tempi previsti, però sono state incontrate alcune difficoltà operazionali con il compressore liquido ionico, primo prototipo a funzionare a 900 bar. I risultati raggiunti con Zero Regio e faciliteranno, dal punto di vista tecnico e legislativo, lo sviluppo di futuri progetti nelle campo dell'idrogeno.

Capitolo 2

GLI IMPIANTI DI PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE DI IDROGENO

2.1 Le Tecnologie di produzione

L'idrogeno è un vettore energetico che può essere prodotto da tutte le fonti energetiche primarie.

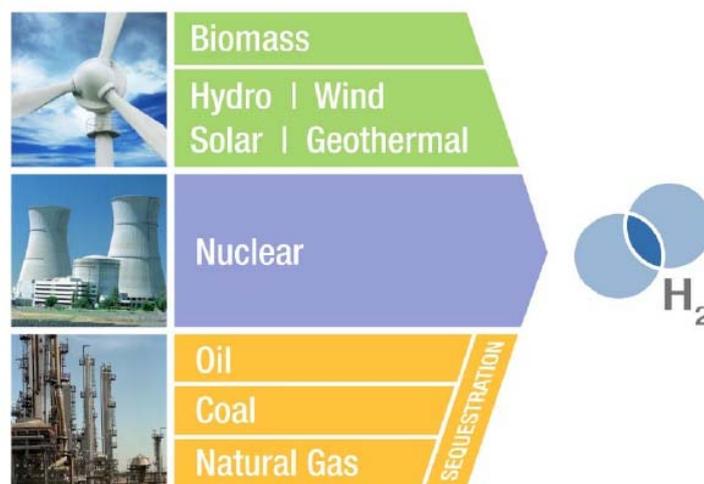


Figura 1: Fonti Idrogeno – Fonte: Nysesda

Le principali tecnologie di produzione sono:

- lo Steam Reforming;
- l'Ossidazione Parziale detta anche “gassificazione” degli idrocarburi e del carbone;
- il Cracking del metanolo;
- l'elettrolisi dell'acqua;
- la pirolisi di biomasse.

Ognuna di queste tecnologie presenta uno stato di maturità differente, con i propri punti di forza e criticità. I costi di produzione e l'efficienza energetica variano di molto; non solo in funzione delle scelte tecnologiche, ma anche in funzione delle

capacità degli impianti, delle materie prime utilizzate, della locazione degli impianti.

La produzione mondiale di H₂ è già enorme ed è in costante crescita. Si stima che entro il 2011 verranno prodotte più di 60 milioni di tonnellate di questa importante molecola (672 miliardi di normal metri cubi), che saranno consumate principalmente nelle raffinerie, nella produzione di ammoniaca e dei fertilizzanti e nella produzione di metanolo. Nello stesso anno circa il 95% di questo Idrogeno sarà prodotto da fonti idrocarburiche nei siti in cui verrà utilizzato. I contesti di raffinazione sono quelli in cui si producono e consumano le quantità più rilevanti di H₂ per ottenere combustibili di qualità anche da “heavy crudes” e sono anche i contesti in cui la capacità produttiva ed il consumo di H₂ crescerà più che altrove. Riportiamo anche che nonostante esistano diversi metodi di produzione, il 96% dell’Idrogeno prodotto “on purpose” viene ottenuto dallo Steam Reforming del Gas Naturale; mentre il rimanente 4% viene principalmente ottenuto con i processi di Ossidazione Parziale o Gassificazione dei residui di lavorazione del petrolio ed in minor parte del carbone. La decomposizione del metanolo si utilizza solo per impianti di piccola capacità e la quantità di idrogeno prodotto con questa via è molto piccola; come molto limitato è il quantitativo ottenuto per via elettrochimica. E’ poi del tutto trascurabile la produzione di H₂ attraverso la pirolisi delle bio-masse. Accanto alle tecnologie sopra menzionate, in questo documento tratteremo anche di un nuovo metodo di produzione dell’H₂ che è entrato recentemente nella fase di commercializzazione. Questo processo denominato “Short Contact Time – Catalytic Partial Oxidation” consente di realizzare impianti di produzione con dimensioni molto contenute e semplificati sia negli elementi costruttivi che operativi. Si prevede che questi impianti consentiranno una ampia flessibilità sia sulla possibilità di

utilizzare carica di diversa natura (idrocarburica e/o derivante dalle bio-masse), sia sulla capacità produttiva.

2.1.1 Lo Steam Reforming

Lo Steam Reforming è la tecnologia più matura e più utilizzata per la produzione di idrogeno. Utilizza idrocarburi leggeri de-solfurati; in particolare il Gas Naturale (GN) ma è anche possibile utilizzare il Gas di Petrolio Liquefatto (GPL) o le nafte leggere. Il processo, fortemente endotermico, si realizza in reattori catalitici tubolari facendo reagire gli idrocarburi leggeri de-solfurati con il vapore. Il calore di reazione viene fornito attraverso le pareti dei tubi di reforming che sono posti all'interno di un forno.

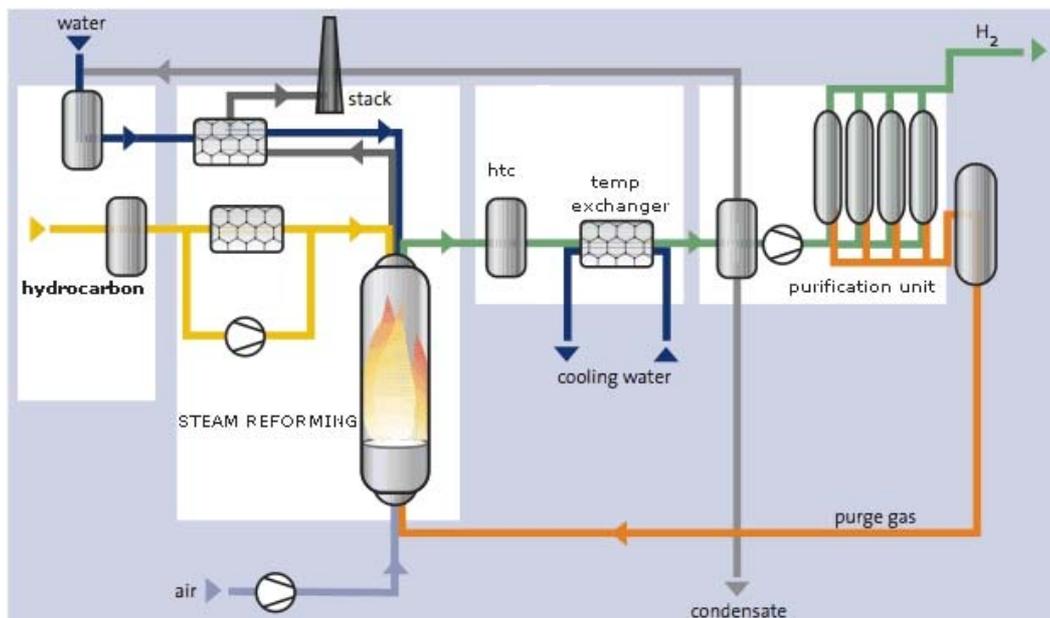


Figura 2: Processo di Steam Reforming - Fonte: HyFLEET:CUTE

Più in particolare gli idrocarburi miscelati con vapore (normalmente

con un rapporto di moli vapore/moli carbonio maggiore di 2.5) sono introdotti in reattori tubolari inseriti in una camera radiante dotata di bruciatori di parete o di volta. I tubi di reforming hanno un diametro 3” a 5” ed una lunghezza da 6 metri a 13 metri. I catalizzatori che riempiono i tubi sono costituiti da ossidi misti di Mg ed Al su cui è sono depositate le specie cataliticamente attive a base di Ni. La miscela di idrocarburi e vapore, a temperature di 750-800° e pressioni tra 5 – 30 bar, si trasforma in una miscela contenente prevalentemente H₂ e CO (gas di sintesi o syngas). Il syngas è poi trasformato in una miscela di H₂ e di CO₂ facendo reagire il CO con del vapore d’acqua in uno o più reattori di “Water Gas Shift” (WGS) secondo la reazione:



Infine, l’H₂ è separato e purificato utilizzando tipicamente una sezione di Pressure Swing Adsorption (PSA). Si ottiene un flusso di H₂ puro ad alta pressione e un gas di spurgo ricco in CO₂ a bassa pressione. Le temperature di ingresso nei tubi sono tipicamente superiori a 600°C, mentre le temperature dei gas in uscita dai tubi sono inferiori a 950°C. I tubi di reforming costituiti da leghe ad alto contenuto di Cr e Ni sono uno degli elementi di complessità della tecnologia. Infatti, è necessario evitare fenomeni di contatto tra fiamme dei bruciatori adottando una disposizione dei tubi che determina un aumento delle dimensioni dell’impianto. Con questo tipo di tecnologia non è poi possibile usare idrocarburi pesanti in quanto le impurità che contengono provocherebbero la formazione di residui carboniosi e una conseguente riduzione dell’attività catalitica che nei casi estremi, determina l’occlusione dei tubi di reforming. Lo stesso problema di riduzione dell’attività catalitica si verificherebbe in presenza di composti solforati, per questa ragione è necessario

che la carica sia idro-desolforata prima dell'utilizzo. La tecnologia dello Steam Reforming è la più matura e economicamente efficiente per la produzione di idrogeno con un'efficienza di processo compresa tra il 65-75%. Gli impianti di Steam Reforming sono, generalmente di grandi dimensioni e “capital and energy intensive” per via dei materiali necessari a operare in condizioni di pressione e temperatura elevata. I costi dell'idrogeno prodotto tramite Steam Reforming dipendono direttamente dai prezzi del gas naturale e variano tra 1,2 e 1,84 \$/kg per gli impianti centralizzati che possono sfruttare economie di scala a 3,9 \$/kg per impianti decentralizzati (DOE). Attualmente è il metodo di produzione più diffuso ed economico in un gran numero di contesti industriali.



Figura 3: Steam Reformer - Fonte: Linde

Vantaggi

- Bassi costi di produzione;
- possibilità di impianti compatti per applicazioni on-site.

Svantaggi

- Alti costi di investimento;
- impianti generalmente di grandi dimensioni;
- impossibilità di catturare le emissioni dei bruciatori del forno.

2.1.2 Ossidazione Parziale Catalitica a Bassi tempi di Contatto (Short Contact time – Catalytic Partial Oxidation, SCT-CPO)

L'Ossidazione Parziale Catalitica a Basso Tempo di Contatto produce, a partire da una fonte idrocarburica e da una corrente ossidante eventualmente addizionate di Vapore e/o CO₂, Gas di Sintesi e quindi Idrogeno. Il processo è interamente catalitico, e si realizza in un reattore di piccole dimensioni, di più di due ordini di grandezza inferiore rispetto ai reattori utilizzati dalle altre tecnologie (es. Steam Reforming). La corrente premiscelata dei reagenti fluisce su un letto catalitico incandescente e nell'interfase solido-gas, si realizzano le reazioni che portano alla produzione di Gas di Sintesi, con tempi di contatto dell'ordine dei millisecondi. In queste condizioni di elevata temperatura (la superficie solida del catalizzatore può localmente superare i 1000° C) è favorita la formazione dei prodotti di ossidazione primari, CO ed H₂, che sono poi i prodotti d'interesse. Le indesiderate reazioni chimiche in fase gassosa, che sono difficilmente controllabili e producono prevalentemente CO₂, H₂O e/o di precursori di soot, sono pressoché assenti. Il Gas di Sintesi prodotto esce dal reattore ad una temperatura di 750 – 950° C.

Attualmente sono in corso di definizione tre tecnologie (uno schema tipico per un impianto di produzione H₂ è riportato in Figura 4) basate sul metodo SCT-CPO:

- Tecnologia 1: utilizza Aria come ossidante per processare Idrocarburi leggeri e/o composti “leggeri” derivanti dalle biomasse. Questa Tecnologia ha raggiunto la fase commerciale. E' adatta alla costruzione di impianti di piccola taglia, con capacità compresa fra 50 e 5,000 Nm³/h di H₂.
- Tecnologia 2: la corrente ossidante è costituita da Aria Arricchita od Ossigeno, mentre la corrente idrocarburica è composta da Idrocarburi leggeri e/o composti “leggeri” derivanti dalle biomasse. E' indicata per impianti di taglia medio-elevata, poiché i costi di produzione

dell'Ossigeno si riducono all'aumentare della capacità.

- Tecnologia 3: utilizza Aria Arricchita e/o Ossigeno per convertire idrocarburi liquidi e composti liquidi derivanti dalle bio-masse. E' indicata per applicazioni in cui si richiede Gas di Sintesi con rapporto H₂/CO inferiore ad 2

I concetti del metodo SCT-CPO ed i dispositivi impiegati per realizzarli, sono stati estesamente sperimentati prima in impianti di laboratorio, poi in impianti bench-scale (capacità fino a 4-5 Nm³/oradi Gas di sintesi) per circa 30,000 ore. Acquisiti gli elementi di design della tecnologia, nel 2001, a Houston, è stato realizzato ed esercito il primo impianto pilota. Un secondo impianto pilota, più versatile in quanto in grado di utilizzare Aria, Aria Arricchita ed Ossigeno e diverse tipologie di Idrocarburi leggeri (Gas naturale, GPL...), è stato completato nel 2005 a Milazzo in Sicilia ed è da allora in esercizio. Un terzo impianto, che utilizza Aria e Gas Naturale, è stato realizzato all'interno di una stazione di servizio "multifuel" presso Mantova (www.zeroregio.com). Lo schema a blocchi dell'impianto è riportato in Figura 5 ed una immagine dell'impianto montato su "skid" è riportato in figura 6

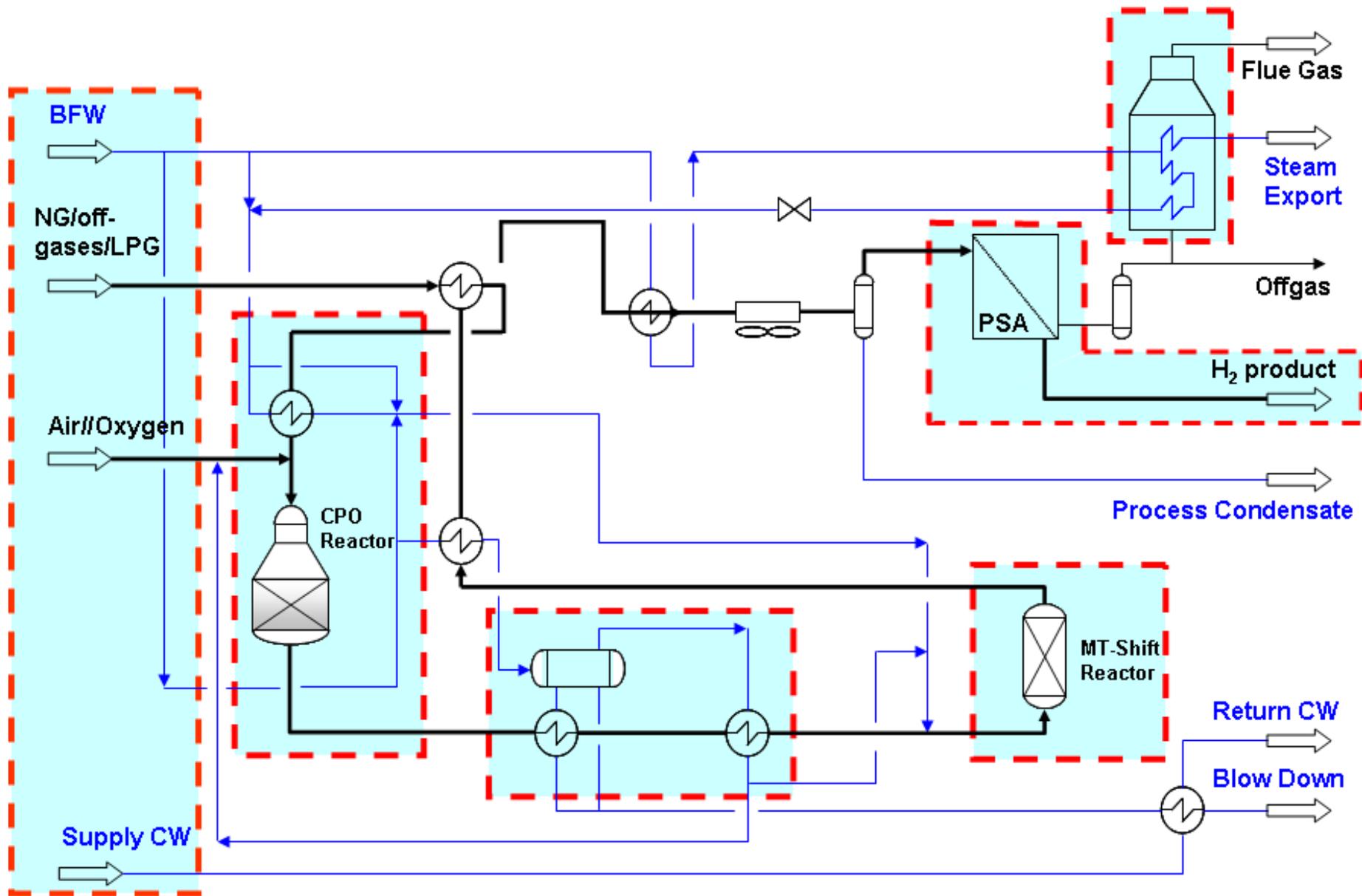


Figura 4. Schema di processo SCT-CPO per la produzione di H₂

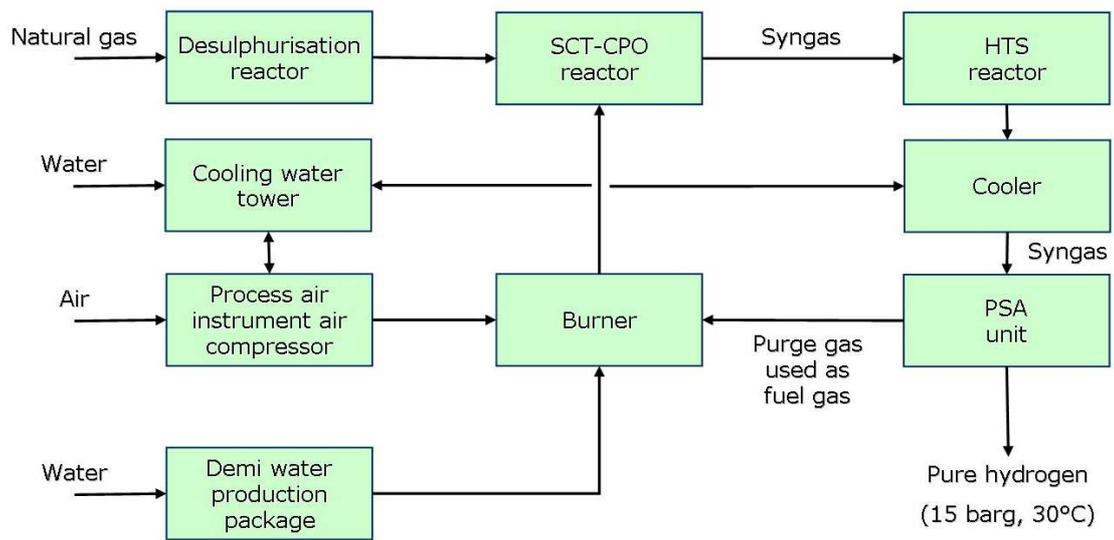


Figura 5. Schema a blocchi dell'impianto di Produzione H₂ realizzato presso Mantova



Figura 6: L'impianto SCT-CPO di Mantova

Vantaggi

I principali vantaggi delle tecnologie SCT-CPO sono:

- Compattezza, semplicità tecnologica e semplicità operativa

- Flessibilità sul tipo di carica, sulla capacità produttiva ($\pm 70\%$) e sulle condizioni operative
- Riduzione dell'investimento e dei consumi energetici
- Stabilità del catalizzatore, che non viene "avvelenato" in presenza di composti solforati
- Riduzione dei tempi di costruzione e delle attività sul sito d'installazione, grazie alla possibilità di "modularizzare" e costruire su skid le sezioni d'impianto.

Svantaggi

Gli svantaggi del metodo SCT-CPO consistono principalmente nella scarsità di informazioni sull'affidabilità della tecnologia che essendo estremamente recente non è ancora stata utilizzata in unità produttive di larga scala.

2.1.3 Gassificazione del carbone

Il carbone è il combustibile fossile più abbondante sulla terra. Si stima che le sue riserve siano sfruttabili in un arco di tempo superiore a 200 anni e sono distribuite uniformemente sul pianeta. Lo sfruttamento di questo combustibile presenta complicazioni per quanto riguarda la sua conversione energetica e problematiche ambientali. La combustione dei solidi presenta problematiche per la miscelazione tra combustibile e comburente che generano reazioni non uniformi ed una diminuzione dell'efficienza. Inoltre, tale impiego è caratterizzato da notevoli emissioni inquinanti sia in termini di polveri fini e ultrafini e metalli pesanti (mercurio), che di emissioni di CO₂. I pregi del carbone sono il costo competitivo e tendenzialmente stabile e la facilità e sicurezza del suo trasporto.

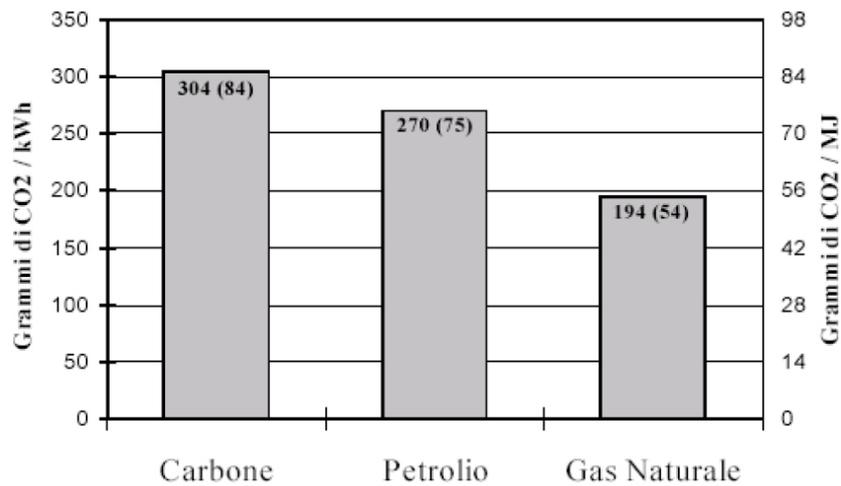


Figura 7: Emissioni derivanti da combustibili fossili

La produzione di idrogeno a partire da carbone è possibile tramite il processo di gassificazione. Miscelando carbone, ossigeno (o aria) e vapore in un reattore a temperature variabili a secondo del processo, si genera una reazione altamente esotermica che ha come prodotto syngas (fondamentalmente H₂, CO, CH₄, N₂, CO₂). Come per lo Steam Reforming, la gassificazione del carbone è una tecnologia matura (conosciuta fin dal XIX secolo), ma i costi per la produzione di idrogeno con questo processo sono sensibilmente più alti, principalmente per l'utilizzo di ossigeno puro. Il processo può essere semplificato nei seguenti passi:

1. Produzione di ossigeno in un'unità di separazione dell'aria (ASU);
2. produzione di syngas tramite parziale ossidazione del carbone;
3. desulfurizzazione e pulizia del prodotto;
4. "shift conversion";
5. purificazione dell'idrogeno.

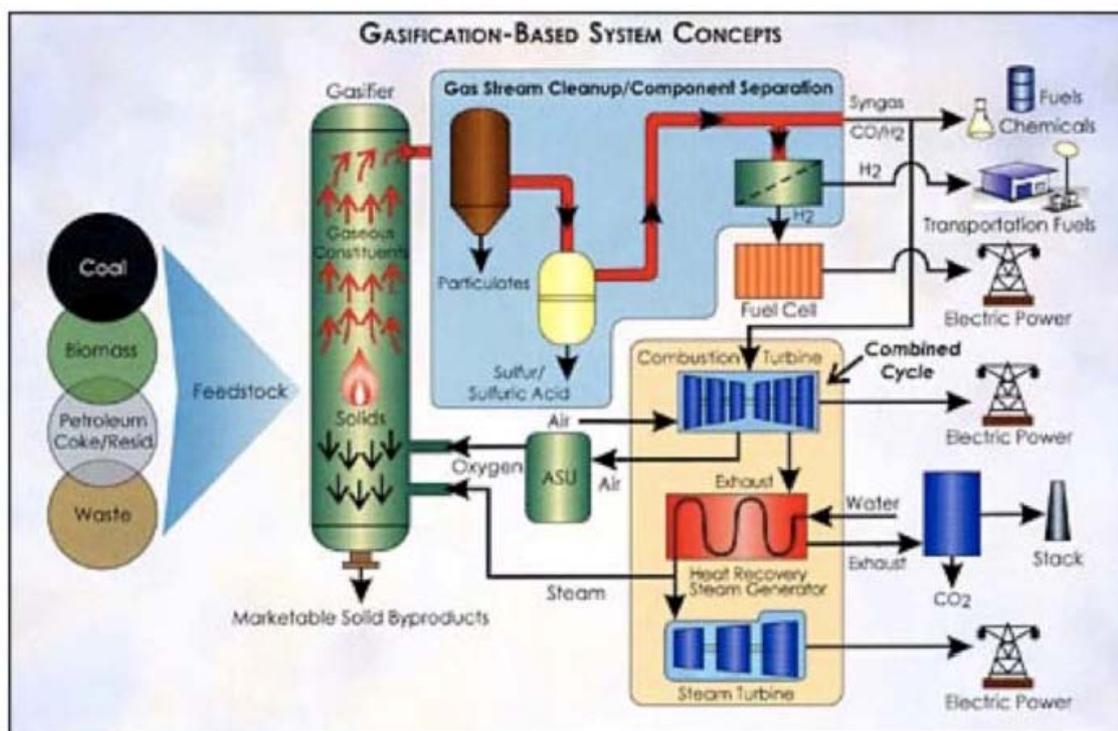


Figura 8: Schema di un impianto di gassificazione

Ci sono diversi tipi di classificazione dei processi di gassificazione il più usato è quello che identifica il modo in cui combustibile e fluido gassificante attraversano il reattore. Distinguiamo:

1. Gassificatori a letto fisso o mobile;
2. Gassificatori a letto fluido;
3. Gassificatori a letto trascinato.

	Letto fisso	Letto Fluido	Letto trascinato
Temperatura [°C]	370÷600	800÷1000	1200÷1600
Pressione [bar]	20÷25	20÷30	30÷80
Ossidante	ossigeno/aria	ossigeno/aria	ossigeno
Consumo ossidante	Basso	Medio	Alto
Granulometria combustibile [mm]	5÷10	1÷4	0.05÷0.1
Tempo di residenza combustibile	20÷30 min	5÷50 sec	1÷10 sec
Composizione syngas	Alta concentraz. di metano	Bassa concentraz. di metano	Alta concentraz. Di H ₂ e CO
Potere calorifico syngas	Alto	Medio/Alto	Alto

Tabella 1: Comparazione tra gassificatori

Comparando la produzione di idrogeno con Steam Reforming rispetto a quella tramite gassificazione del carbone risulta che nella primo caso il costo dell'idrogeno è dovuto per un 60% al costo della materia prima e per un 30% all'investimento iniziale; nel caso della gassificazione il costo dell'idrogeno è imputabile per un 20-25% alla materia prima e per un 55-60% all'investimento⁴. Il problema fondamentale di questa tecnologia riguarda l'emissione di sostanze inquinanti. Il livello di emissioni potrebbe essere ridotto agendo a monte e a valle del processo a fronte di un decadimento delle prestazioni totali e un notevole aumento dell'investimento necessario. Sono tuttavia in fase di studio gassificatori a carbone che consentiranno di ridurre fortemente le emissioni inquinanti e di CO₂. Il raggiungimento di tale obiettivo richiederà tuttavia la possibilità di gestire costi di investimento significativi.

Vantaggi

- Ampie riserve di carbone distribuite uniformemente sul piante;
- costo del carbone ridotto;
- facilità e sicurezza del trasporto di carbone;
- possibilità di produrre idrogeno in alcune regioni con limitata disponibilità di gas naturale e petrolio (Cina, Sud Africa);

Svantaggi

- Alti investimenti necessari;
- ulteriori e ingenti investimenti necessari per limitare l'impatto ambientale;
- se non si utilizza ossigeno puro è necessario separare l'idrogeno dall'azoto;
- bassa affidabilità.

⁴ Steinberg & Cheng 1989; Ahn & Fischer 1986; Korol'kov et al. 1990; Gregoire-Padro & Putsche 1999; Kristiansen 1996.

2.1.4 Produzione tramite elettrolisi dell'acqua

Tramite elettrolisi è possibile produrre idrogeno “splittando” dall'acqua idrogeno e ossigeno usando elettricità. La reazione risultante è:



L' elettrolisi viene realizzata in celle elettrolitiche (elettrolizzatori) che sono recipienti contenenti l'elettrolita (in questo caso acqua) e divisi in due compartimenti da un diaframma microporoso in grado di far passare ioni. Nell'elettrolita sono immersi due elettrodi (conduttori metallici) collegati ai poli ad un generatore (una pila o un accumulatore; corrente elettrica continua). L'elettrodo, collegato al polo positivo, si chiama anodo, quello collegato al polo negativo catodo. Sotto l'azione del campo elettrico generato dagli elettrodi, gli ioni presenti nell'acqua migrano: quelli di carica positiva (cationi) verso il catodo, quelli di carica negativa (anioni) verso l'anodo. Giunti a contatto con il catodo, i cationi acquistano elettroni e formano specie neutre. Gli anioni, giunti a contatto con l'anodo, cedono elettroni (cioè si ossidano) formando analogamente specie neutre. L'idrogeno si accumula quindi dalla parte del catodo e l'ossigeno da quella dell'anodo.

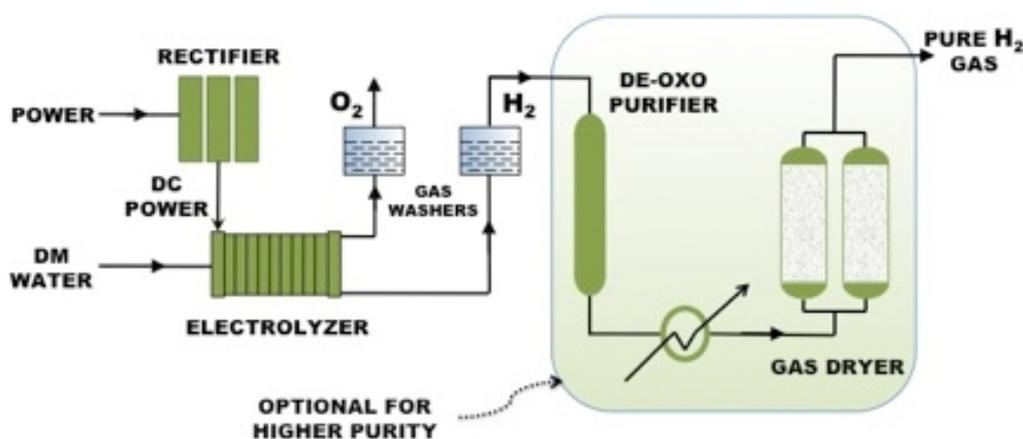


Figura 9: Processo di elettrolisi – Fonte: MVS Engineering

Attualmente il costo di produzione dell'idrogeno mediante elettrolisi è il più alto tra tutti i metodi di produzione in quanto strettamente legato al costo

dell'elettricità.

Per aumentare l'efficienza di questi sistemi e limitare l'uso di energia elettrica sono stati proposti metodi di elettrolisi ad alta pressione (con pressioni oltre i 50 bar) e ad alta temperatura (800-1000°C), tuttavia l'efficienza risultante è ancora molto al di sotto delle altre tecnologie e il costo attuale si assesta nel migliore dei casi a 30 \$/GJH₂.

L'interesse per questa tecnologia è dovuto alla possibile integrazione di questi sistemi con fonti di energia rinnovabile come l'eolica, idrica o fotovoltaica. In tal caso l'emissione totale di CO₂ risultante dal sistema di produzione sarebbe prossima allo zero e non sarebbe necessario l'utilizzo di combustibili fossili per la realizzazione di idrogeno. Inoltre, la compattezza e la semplicità di questi impianti permetterebbe una facile distribuzione lungo il territorio e richiederebbe investimenti relativamente ridotti.

Purtroppo, al momento, questa tecnologia che utilizza fonti "rinnovabili" presentano costi di produzione molto alti e la loro intensità energetica è molto più bassa di quelle che utilizzano fonti energetiche primarie fossili o fissili.



Figura 10: Elettrolizzatore - Fonte: MVS Engineering

Vantaggi

- E' la tecnologia più semplice per produzione on-site;
- l'elettrolisi è compatibile con tutte le forme di energia rinnovabile;
- l'idrogeno prodotto ha un'altissima purezza;
- compattezza e bassi investimenti necessari;
- zero emissioni riconducibili alla sola produzione di idrogeno.

Svantaggi

- Attualmente è il metodo di produzione più costoso;
- capacità di produzione inferiori agli altri metodi di produzione;
- se si utilizza energia elettrica prodotta da combustibili fossili il processo è poco efficiente.

2.1.5 La produzione da biomasse

Per pirolisi si intende la degradazione termica della materia organica in assenza o in carenza di ossigeno. Il processo pirolitico è un processo endotermico che genera una scissione della bio-massa ovvero la decomposizione di molecole organiche complesse in molecole più semplici. A seguito del processo di decomposizione si ottiene come prodotto finale una miscela di prodotti solidi (il "char" ovvero un prodotto a matrice carboniosa con presenza di idrogeno e che include anche le ceneri del combustibile primario), liquidi (olio pirolitico o "bio-crude" costituito fundamentalmente da numerose specie organiche più acqua) e gassosi (il gas da pirolisi, una miscela di CO, CO₂, CH₄, H₂, etc.). Le proporzioni dei prodotti dipendono dalla velocità di reazione e dal tipo di biomassa utilizzata.

GRUPPI PRINCIPALI	ASPETTI PRODUZIONE/OFFERTA	ASPETTI UTILIZZAZ./DOMANDA
BIOCOMBUSTIBILI FORESTALI	legnosi diretti legnosi indiretti altri derivati dal legno	Solidi: legna (legna da ardere, chips, segatura, pellets), carbone di legna Liquidi: "black liquor", metanolo, olio da pirolisi Gassosi: prodotti di gasificazione e gas da pirolisi
BIOCOMBUSTIBILI AGRICOLI	Colture da energia Sottoprodotti agricoli Sottoprodotti da allevamento Sottoprodotti agro-industriali	Solidi: paglie, gambi, gusci, bagasse, carbone da biocombustibili agricoli Liquidi: etanolo, metanolo, oli vegetali, biodiesel, olio da pirolisi da biocombustibili agricoli Gassosi: biogas, gas da pirolisi da biocombustibili agricoli
RIFIUTI URBANI	Frazione organica dei rifiuti urbani	Solidi: rifiuti solidi urbani Liquidi: olio da pirolisi da RSU Gassosi: biogas da discarica

Figura 11: Tipologie di biomasse - Fonte: Fao, Wood Energy Program, 2003

Il processo si sviluppa riscaldando le biomasse fino a valori di temperatura che partono da circa 350-550°C fino a circa 700°C. Aumentando le temperature e la velocità di riscaldamento delle biomasse, attraverso processi di "fast pyrolysis" e flash pyrolysis" si riesce ad incrementare la frazione liquida (fino al 75%), minimizzando quella solida (15-30%). Ci sono diversi modelli di pirolizzatori adatti al processo "fast":

- a letto bollente ;
- a letto circolante;
- a letto pressurizzato.
- ablativo;
- a cono rotante.

Il processo è composto da 4 fasi fondamentali:

1. Scambio termico molto rapido, richiede lo sminuzzamento della biomassa;
2. temperatura controllata a 400-600°C;
3. stazionamento dei vapori pirolitici nel reattore per massimo 2 sec. ;
4. rapido raffreddamento dei vapori e ottenimento di olio pirolitico.

La composizione dell'olio pirolitico o "Bio-Oil" prodotto varia in base alle biomasse utilizzate, al processo di pirolisi impiegato e all'utilizzo di catalizzatori, ma essenzialmente è costituita da aldeidi e alcoli, più una parte significativa di lignina. Ha un alto contenuto di acqua (fino al 35 w/t %) e di ossigeno (fino al 50 % w/w). E' possibile distinguere di conseguenza due parti fondamentali, una parte idrosolubile di carboidrati ed una parte di derivati da lignina idroinsolubile. Gli altri prodotti del processo (char e gas) possono essere utilizzati per alimentare il processo e per l'essiccazione della biomassa.

Ci sono diversi studi sull'utilizzo dell'olio pirolitico come combustibile diretto o per il suo utilizzo nella produzione di bio-diesel, etanolo, metanolo, dimetiletere e idrogeno. La parte idrosolubile, ad esempio, può essere impiegata per la produzione di idrogeno tramite processo di Steam Reforming. L'idrogeno può anche essere prodotto tramite ossidazione parziale dei gas di pirolisi.

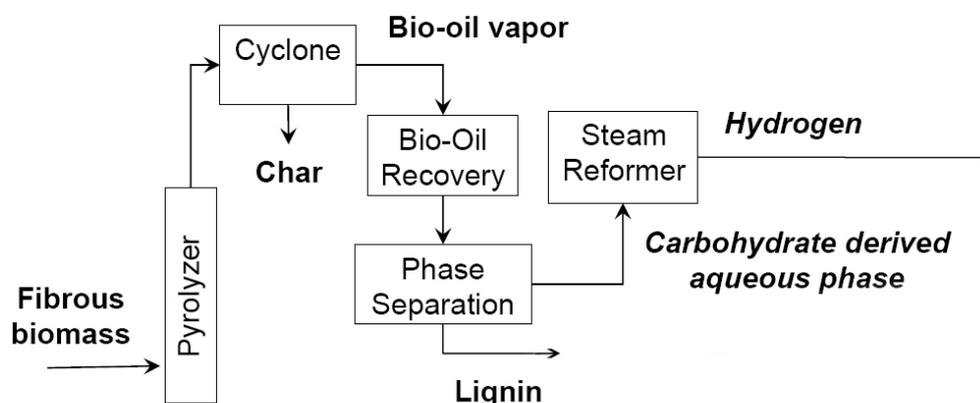


Figura 12: Schema semplificato produzione idrogeno da biomasse

Nelle valutazioni quantitative del capitolo seguente verrà considerato un impianto di Staged Reforming da 950 kw/h H₂ (sviluppato da D.M.2 Verfahrenstechnologien, Dr. Mühlen GmbH), alimentato da biomasse. Questa tecnologia è attualmente allo stato dimostrativo.

La produzione di idrogeno a partire da biomasse offre opportunità interessanti per quanto riguarda l'abbattimento delle emissioni. Infatti, sebbene come per i combustibili fossili il processo generi diossido di carbonio, se si considera

l'assorbimento di CO₂ da parte delle piante durante la loro vita l'intero ciclo di produzione potrebbe raggiungere un bilancio di emissioni pari a zero o addirittura negativo.

Vantaggi

- Produzione di idrogeno in un ciclo sostenibile;
- ampia possibilità di materie prime per l'alimentazione;
- bassi investimenti necessari;
- non sono necessari combustibili addizionali;

Svantaggi

- Necessità di pre-trattamenti della biomassa;
- necessità di rendere stabile il bio-oil
- difficoltà nel determinare la scala di produzione ottimale;
- tecnologia ancora in fase sperimentale.

2.2 La distribuzione di idrogeno

2.2.1 Distribuzione in pipeline

La distribuzione di idrogeno tramite pipeline è probabilmente la soluzione più economica per il trasporto di alti volumi su grandi distanze. A seconda della distanza dal luogo di produzione al luogo di consumo, l'idrogeno può essere trasportato attraverso pipeline ad alta pressione (60-80 bar), media pressione (20-30 bar) o bassa pressione (4 bar). Le tubazioni utilizzate sono in acciaio, con un diametro di 25-30 cm. Il gas naturale è trasportato a basse pressioni (circa 4 bar) soprattutto in tubazioni di PVC e HDPE, materiali troppo porosi per il trasporto di idrogeno puro. Altri materiali metallici, a contatto con idrogeno, presentano fenomeni di aumento della fragilità (embrittlement) con conseguenti rischi di rotture, soprattutto ad alte pressioni.

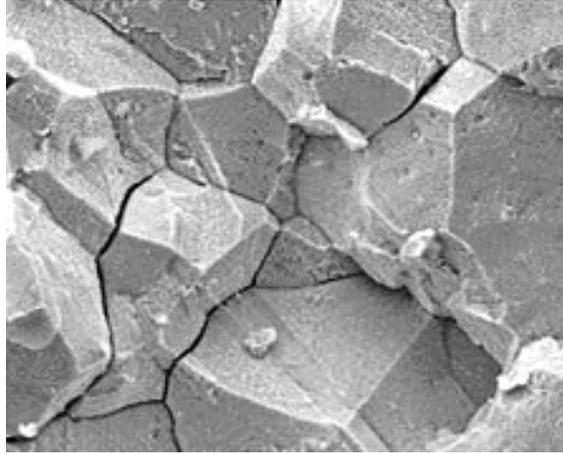


Figura 13: embrittlement dell'acciaio esposto a idrogeno - Fonte: NIST

Molti studi trattano l'adattamento della rete di trasporto del gas naturale al trasporto di idrogeno utilizzando miscele di gas naturale-idrogeno. Infatti, miscelando circa il 30% di idrogeno con gas naturale, è possibile utilizzare la pipeline esistente con alcune modifiche strutturali. Questa soluzione risulterebbe conveniente solo nel caso nascano tecnologie a basso costo per la separazione dell'idrogeno puro dal gas naturale nel punto di consumo. In alcuni casi (se è particolarmente basso il livello di carbonio presente nella pipeline tale da scongiurare fenomeni di “embrittlement”) è possibile utilizzare idrogeno puro nelle reti di trasporto del gas naturale modificando solo i compressori, le valvole e le guarnizioni. Sebbene l'idrogeno abbia una densità energetica minore del gas naturale la sua minore viscosità permette, con opportune modifiche, la possibilità di trasportare quantità uguali di energia compensando la minore densità energetica dell'idrogeno (circa 2,8 minore del gas naturale) con l'aumento della velocità del flusso di un fattore 2,5 – 3. Le pipeline per idrogeno liquido sono state costruite per operazioni altamente specializzate e sono estremamente costose. Le pipeline per idrogeno esistenti sono comparabili con le pipeline usate per il gas naturale, hanno un diametro di 25-30 cm e funzionano a una pressione di 10-20 bar anche se sono state utilizzate pressioni superiori a 100 bar senza problemi. Attualmente non esistono pipeline per importare idrogeno fra paesi confinanti. Per il trasporto dal nord Africa all'Europa sarebbero necessarie una o due pipeline con un diametro da 1 a 2 metri, una lunghezza di 3000-4000 km e una capacità di $30 \cdot 10^3$ - $700 \cdot 10^3$ kg/h. Il

numero di stazioni di compressione richiesto varia da 2 a 10. Le pipeline per il trasporto di idrogeno sono utilizzate da più di 50 anni (nel distretto tedesco di Ruhr dal 1938). Al momento in Europa, la rete di pipeline per idrogeno più grande si trova tra Francia, Olanda e Belgio per un totale di 960 Km; il totale nel continente è di 1500 km.

Vantaggi

- La distribuzione tramite pipeline è ancora il metodo più economico per una distribuzione su larga scala;
- è più efficiente per distribuzione su lunghe distanze;
- le pipeline per il trasporto di idrogeno possono essere utilizzate anche per l'immagazzinamento dello stesso regolando opportunamente la pressione all'interno delle tubazioni nei periodi di picco di produzione.

Svantaggi

- E' richiesto circa un apporto energetico 4,6 volte maggiore per la movimentazione dell'idrogeno rispetto al gas naturale. Una parte pari a 1,4% dell'idrogeno movimentato è consumata ogni 150 km per alimentare il compressore (Bossel et al. 2003);
- le pipeline possono usurarsi e rompersi per fenomeni di “embrittlement”. La presenza del problema dipende dalle pressioni utilizzate e dal tipo di acciaio utilizzato. Sono disponibili le tecnologie per evitare il problema, ma contribuiscono ad aumentare i costi;
- fino a quando non ci saranno innovazioni radicali per adattare all'idrogeno l'attuale rete di distribuzione del gas, la costruzione di una rete di pipeline ad hoc richiede investimenti molto alti.

2.2.2 La distribuzione in container criogenici

Il trasporto di idrogeno liquido in container criogenici avviene tipicamente in rimorchi di 30-60 m³ di capacità. I container criogenici sono in genere serbatoi cilindrici super isolati. L'idrogeno liquido ha un contenuto energetico pari a 8,4 GJ/m³, l'idrogeno compresso a 700 bar invece, 4,4 GJ/m³. La densità dell'idrogeno liquido è 70.79 kg/ m³ LH2.



Figura 14: Rimorchio per trasporto criogenico

I serbatoi di idrogeno liquido sono molto complessi e costosi. Inoltre, disperdono inevitabilmente una parte del loro contenuto per effetto dell'evaporazione in una quantità pari a 0,1-1 % al giorno in base alle dimensioni e all'isolamento del serbatoio. Il grande vantaggio offerto da questo tipo di trasporto è la possibilità di muovere quantità di idrogeno considerevolmente maggiori, a parità di volume, rispetto allo stato gassoso. Al momento i serbatoi criogenici a rimorchio sono disponibili in commercio con dimensioni di 30-60 m³ (contengono più di 4 t di idrogeno). Il tasso di crescita di questa tecnologia dipende direttamente da quanto l'idrogeno si affermerà come combustibile. Finora il trasporto criogenico è utilizzato solo per scopi industriali o dimostrativi. Gli studi su questa tecnologia sono diretti all'individuazione di metodi per la gestione in sicurezza dell'idrogeno liquido e dei problemi legati all'evaporazione, alla riduzione dei costi di liquefazione e al miglioramento dell'efficienza energetica del processo. Probabilmente rappresenta il metodo di trasporto più economico per brevi distanze.

Vantaggi

- Il trasporto criogenico permette di muovere maggiori quantità di idrogeno rispetto allo stato gassoso, a parità di volume;
- il trasporto su strada permette una maggiore capillarità rispetto al trasporto in pipeline;
- probabilmente è il metodo più economico per trasporti su brevi distanze.

Svantaggi

- i serbatoi criogenici sono costosi, complessi e pesanti;
- una quantità non trascurabile di idrogeno liquido evapora dal serbatoio;
- l'evaporazione dell'idrogeno comporta problematiche legate alla sicurezza.

2.3 Cattura e sequestro del carbonio (Carbon Capture and Sequestration – CCS)

La produzione di idrogeno a partire da combustibili fossili, implica la produzione di CO₂. Normalmente si ottiene come prodotto finale un flusso contenente idrogeno (con una purezza che varia dal 98% al 99,99%) e un flusso contenente principalmente CO₂ più CH₄, N₂ (soprattutto nei processi di ossidazione parziale e gassificazione alimentati ad aria) e altri componenti come CO e H₂.

Il costo per la separazione della CO₂ dipende dalla pressione parziale con cui è disponibile e consiste principalmente in 3 componenti:

1. *Cattura della CO₂ dal processo di produzione di idrogeno.* In questo caso il costo dipende dall'investimento per il sistema di cattura e dai costi operazionali che comprendono il processo di cattura, la compressione e il pre-trattamento della CO₂.
2. *Trasporto della CO₂ al punto di immagazzinamento.*
3. *Immagazzinamento.* In questo caso i costi sono determinati dai pozzi necessari per l'interramento e al processo di iniezione nel sottosuolo.

I costi per la cattura dipendono fortemente dalla purezza del flusso di CO₂ e dalla conseguente energia necessaria per separarlo dagli altri componenti. Il reforming del gas naturale offre la più alta concentrazione di CO₂ al momento in cui l'idrogeno è separato dal syngas. Nel caso dell'ossidazione parziale e della gassificazione sono invece presenti altri componenti (soprattutto azoto). Una volta catturata, la CO₂ viene trasportata (su pipeline, camion o navi) al sito di stoccaggio dove sarà iniettata. Sono tre i metodi di CCS più importanti:

1. *Post-combustione*: la CO₂ è catturata dai fumi di combustione tramite solventi chimici prima che vengano liberati in atmosfera. Successivamente, la CO₂ viene separata dal solvente e compressa per poter essere trasportata e stoccata. Altri metodi di cattura sono tramite membrane ad alta pressione o per separazione criogenica.

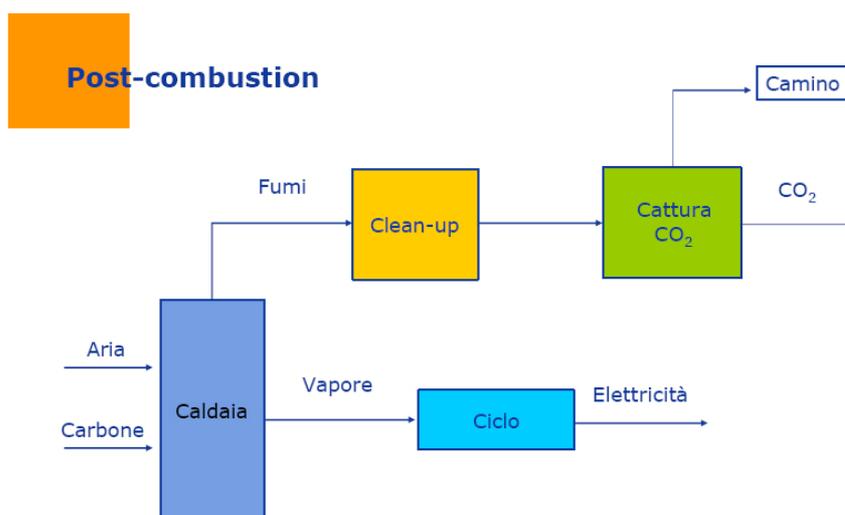


Figura 15: Post combustione

2. *Pre-combustione*: il combustibile viene trasformato tramite ossidazione parziale in syngas. In questo modo l'anidride carbonica può essere catturata e poi trasportata e stoccata mentre l'idrogeno può essere utilizzato come combustibile.

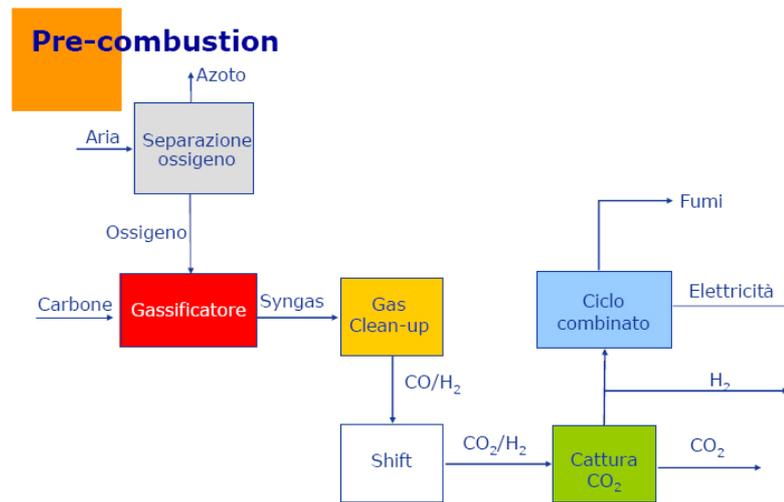


Figura 16: Pre-combustione

3. *Ossicombustione*: in questo caso il processo di combustione avviene ad alta pressione con ossigeno invece che aria. Senza azoto, il processo di combustione genera fumi più semplici da trattare per la separazione della CO₂.

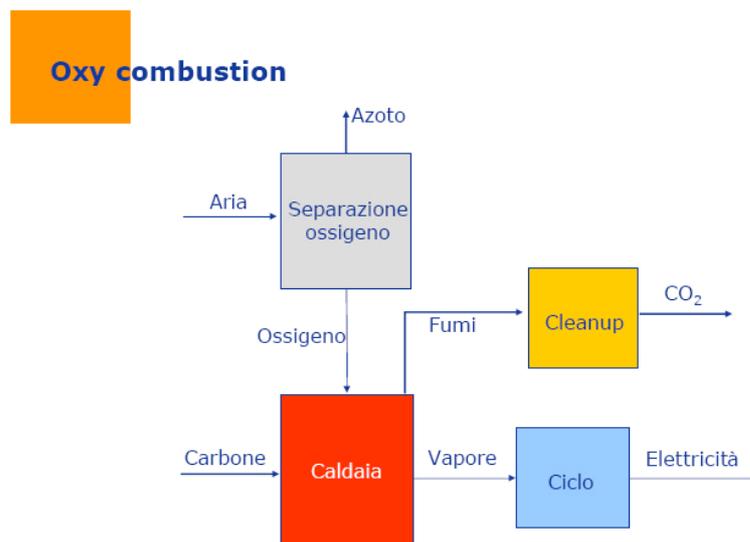


Figura 17: Ossicombustione

Successivamente alla cattura, la CO₂ può essere immagazzinata o utilizzata con diverse possibilità:

- iniettata in giacimenti di petrolio e gas naturale esausti;

- iniettata in giacimenti attivi di petrolio o di gas naturale per incrementarne il prelievo;
- iniettata in formazioni saline profonde;
- iniettata in giacimenti di carbone per aumentare il prelievo di metano;
- iniettata in giacimenti di carbone inutilizzabili;
- iniettata in acquiferi profondi;
- iniettata in profondità nel mare (3000 mt);
- riutilizzata per la produzione di idrocarburi o di plastica.

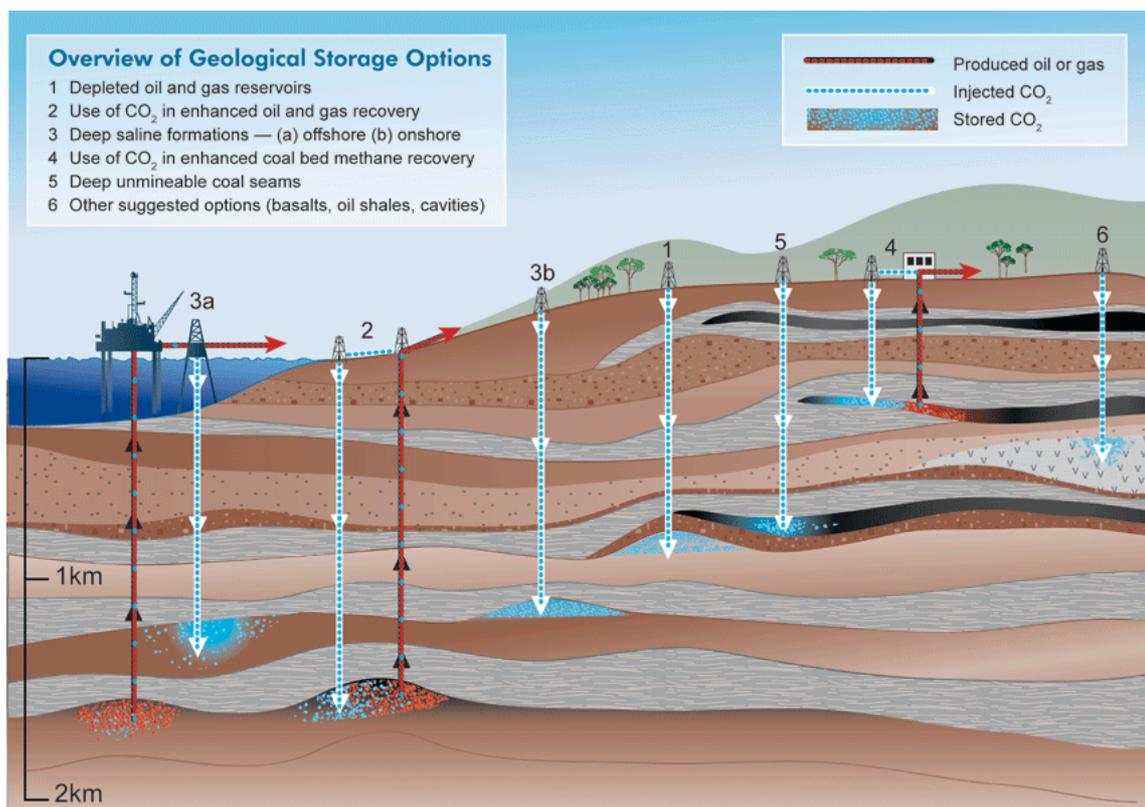


Figura 18: Possibili soluzioni per l'immagazzinamento della CO₂

E' da notare che eventuali perdite di CO₂ dovute a movimenti geologici o a modifiche delle strutture di contenimento potrebbero avere conseguenze serie per l'uomo e per l'ecosistema nella zona circostante la fuoriuscita. Tuttavia, le profondità di iniezione della CO₂ e l'accurata selezione dei siti di stoccaggio rendono improbabile questa evenienza.

Vantaggi

Il CCS è potenzialmente il metodo più economico per la produzione di idrogeno a basse emissioni di CO₂;

il CCS offre la possibilità di utilizzare combustibili fossili mantenendo un basso impatto ambientale;

l'applicazione del CCS su larga scala permetterebbe una riduzione delle emissioni di CO₂ a breve-medio termine.

Svantaggi

- Il CCS implica un aggravio energetico sul sistema di produzione di idrogeno e un conseguente aumento del suo costo;
- presenza di rischi derivanti dallo stoccaggio nel sottosuolo;
- tecnologia ancora immatura per essere socialmente accettabile.

Capitolo 3

VALUTAZIONI DELLE POSSIBILI CONFIGURAZIONI DI PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE DI IDROGENO PER IL MERCATO AUTOMOBILISTICO

Lo studio comparativo tra i possibili modelli di produzione e distribuzione di idrogeno è stato effettuato prendendo come riferimento il progetto TRIAS.

Come Zero Regio, anche TRIAS fa parte del programma sesto quadro europeo ed è stato elaborato da un consorzio internazionale. Il progetto, terminato nel 2007, ha avuto come obiettivo la valutazione della sostenibilità degli impatti in differenti scenari di evoluzione dei sistemi dei trasporti, delle tecnologie e dell'energia. Lo studio è stato modellato su un approccio rivolto agli impatti ambientali, economici e sociali. L'idrogeno per la mobilità sostenibile è stato esaminato all'interno del progetto.

Seguendo la metodologia utilizzata in TRIAS per le valutazioni economiche e di impatto ambientale, si è integrato lo studio del 2007 valutando le nuove prospettive all'interno del "sistema idrogeno" offerte dal sistema di produzione SCT-CPO. L'analisi è stata riferita a una serie di percorsi tecnologici percorribili (pathways) per la produzione di idrogeno e la successiva distribuzione utilizzando i costi e le emissioni come criterio di valutazione.

Un'analisi completa di tutto il percorso tecnologico consiste in due parti fondamentali: una Well-to-Tank ("dal pozzo al serbatoio") ed un'analisi Tank-to-Wheel ("dal serbatoio alle ruote"). L'analisi WTT tratta l'intero processo del carburante a partire dalla materia prima fino al rifornimento ed è usata per la valutazione dei diversi tipi di produzione e di distribuzione. L'efficienza, i costi e le emissioni dei diversi autoveicoli ad idrogeno è valutata invece nell'analisi TTW. In questa trattazione è stato approfondito il tema della produzione e della distribuzione di idrogeno pertanto si effettuerà un'analisi Well-to-Tank, tralasciando le comparazioni tra i veicoli a idrogeno.

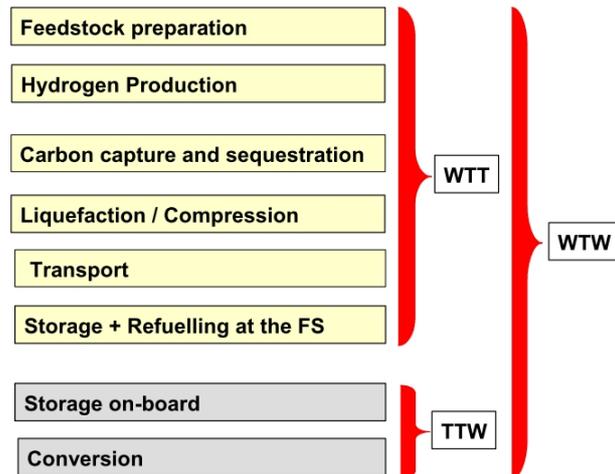


Figura 1: Sottoinsiemi di analisi - Fonte : TRIAS

3.1 Pre-selezione di possibili soluzioni per il ciclo dell'idrogeno

Considerando le possibili soluzioni di produzione e distribuzione di idrogeno è stata fatta una preselezione a monte delle tecnologie applicabili più rilevanti.

Per ogni tecnologia facente parte della preselezione sono stati considerati i seguenti dati:

- Capacità
- Investimento
- Efficienza
- Ore annuali di funzionamento
- Costi di funzionamento e manutenzione
- Periodo totale di funzionamento
- Emissioni di CO₂ e Nox
- Fabbisogno energetico

La comparazione tra le rispettive tecnologie è avvenuta considerando l'intero ciclo di produzione/distribuzione/stoccaggio/rifornimento di 1kWh idrogeno.

3.1.1 Preselezione materie prime e sorgenti di energia elettrica

L'idrogeno non è disponibile in natura allo stato semplice, ma deve essere ricavato dai composti che lo contengono impiegando fonti di energia primaria o energia elettrica. Le fonti di energia primaria per la produzione di idrogeno considerate rilevanti in questa trattazione sono il gas naturale, il carbone, la lignite e la biomassa. Il petrolio è stato scartato in quanto risulta più conveniente un uso diretto per carburanti.



Figura 2: Preselezione materie prime

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno con elettricità è stata considerata l'utilizzo dell'attuale rete di distribuzione elettrica, l'utilizzo di due fonti rinnovabili (solare-termico ed eolico) e l'utilizzo di energia nucleare. Quest'ultima ha associati dei problemi irrisolti di smaltimento di scorie radioattive, ma è stata considerata comunque in quanto la produzione di idrogeno potrebbe migliorare la gestione della sovrapproduzione di energia elettrica. L'energia fotovoltaica non è stata considerata per i suoi costi elevati.

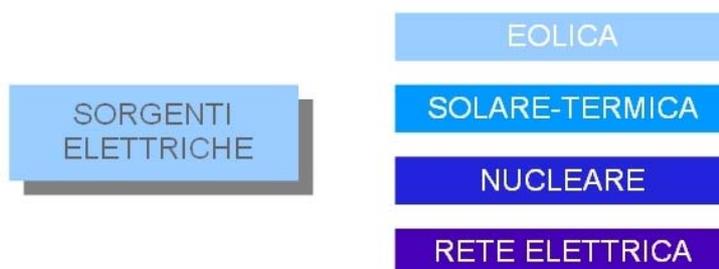


Figura 3: Preselezione sorgenti elettriche

Infine, è stata analizzata la produzione di idrogeno come sottoprodotto di altri processi industriali, processo degno di interesse per i suoi costi limitati e per il

suo alto potenziale in Europa.

3.1.2 Preselezione processi di produzione

I processi di produzione selezionati nello studio TRIAS sono lo Steam Reforming del Gas Naturale e di composti derivati dalle bio-masse, l'elettrolisi dell'acqua, e la gassificazione di materiali carboniosi e dei residui di lavorazione del petrolio. Il confronto con la tecnologia SCT-CPO sarà articolato a parte e successivamente. Altre tecnologie non sono state inserite nella comparazione in quanto in stati evolutivi troppo immaturi e/o altamente inefficienti.

I metodi di produzione sono stati valutati, ove possibile, distinguendo in impianti per larga, media o piccola scala. La larga scala offre la possibilità di associare all'impianto di produzione di idrogeno un impianto cattura e sequestro del carbonio (CCS) e di liquefazione, presenta vantaggi in termini di efficienza derivanti da economie di scala (per l'elettrolisi è vero solo in parte). Di contro, all'aumentare delle dimensioni dell'impianto aumenta la zona geografica da rifornire e di conseguenza i costi di distribuzione.

Per la larga scala è stata considerata la produzione tramite Steam Reforming da gas naturale (con e senza CCS) la gassificazione da carbone e lignite (con e senza CCS) e la produzione con elettrolisi da energia eolica, solare-termica e nucleare. Su media scala è stata analizzata la produzione con Steam Reforming da biomasse. Su piccola scala è stata considerata la produzione con Steam Reforming da gas naturale e l'elettrolisi alimentata dalla rete elettrica.

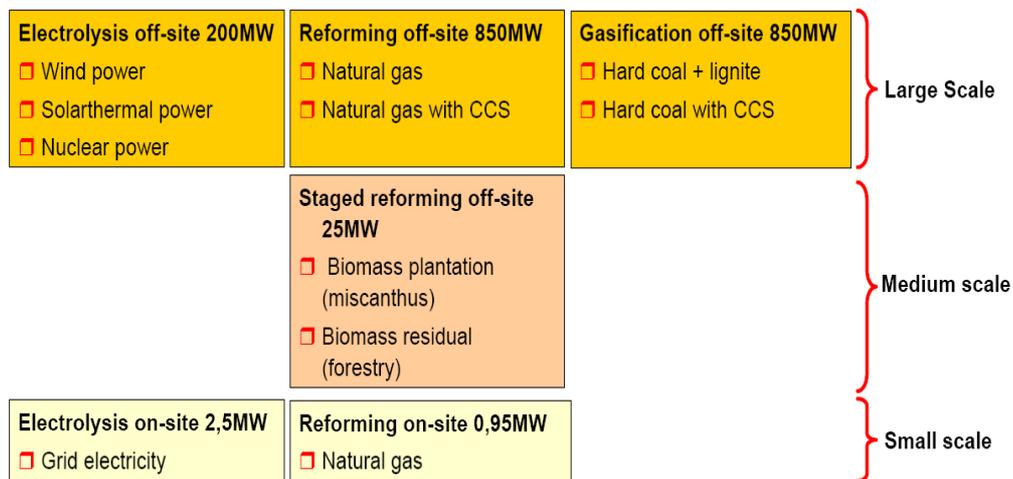


Figura 4: Processi di produzione preselezionati

3.1.3 Preselezione trattamenti, tecnologie di distribuzione e di rifornimento

I produttori di automobili attualmente stanno sviluppando tecnologie per idrogeno liquido e gassoso anche se l'utilizzo di idrogeno liquido appare altamente improbabile perché pur avendo un contenuto energetico su base volumetrica decisamente superiore a quello dell' H_2 nello stato gassoso, richiede l'introduzione a bordo dei veicoli di tecnologie molto complesse che consumano circa il 30% dell' H_2 liquefatto per mantenere la temperatura dei serbatoi a $-253^\circ C$

Comunque per la liquefazione dell' H_2 in grandi serbatoi di stoccaggio è stata presa in considerazione l'utilizzo di energia elettrica derivante dalla rete elettrica, da eolico, da solare-termico e da nucleare. L'idrogeno liquefatto è poi distribuito tramite camion criogenici. La liquefazione su piccola scala non è efficiente e non è stata contemplata questa situazione.

Per quanto riguarda l'idrogeno allo stato gassoso, è stata studiata la distribuzione in pipeline a 30 bar su distanze variabili in base al tipo di impianto di produzione. La distribuzione su camion per l'idrogeno gassoso è inefficiente su lunghe distanze e non è stata considerata. Per l'immagazzinamento dell'idrogeno

gassoso nella stazione di rifornimento è stato ipotizzato uno stoccaggio a 880 bar. Ad ora, infatti, lo stato dell'arte dei serbatoi per automobili è a 700 bar.

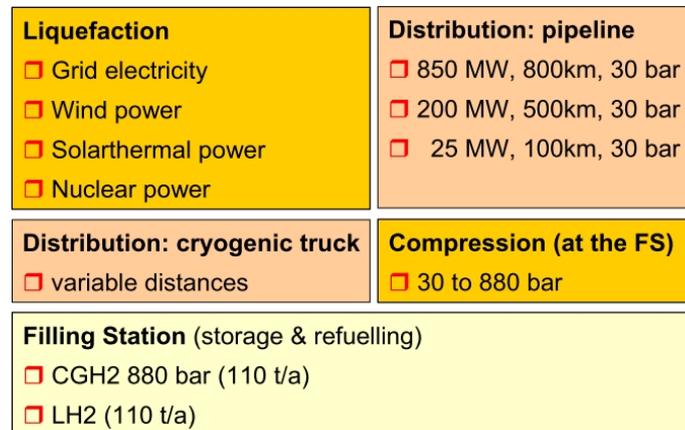


Figura 5: Selezione dei tipi di trattamento, distribuzione e rifornimento

L'insieme delle tecnologie selezionate per l'intero ciclo tecnologico sono riassunte in figura 6.

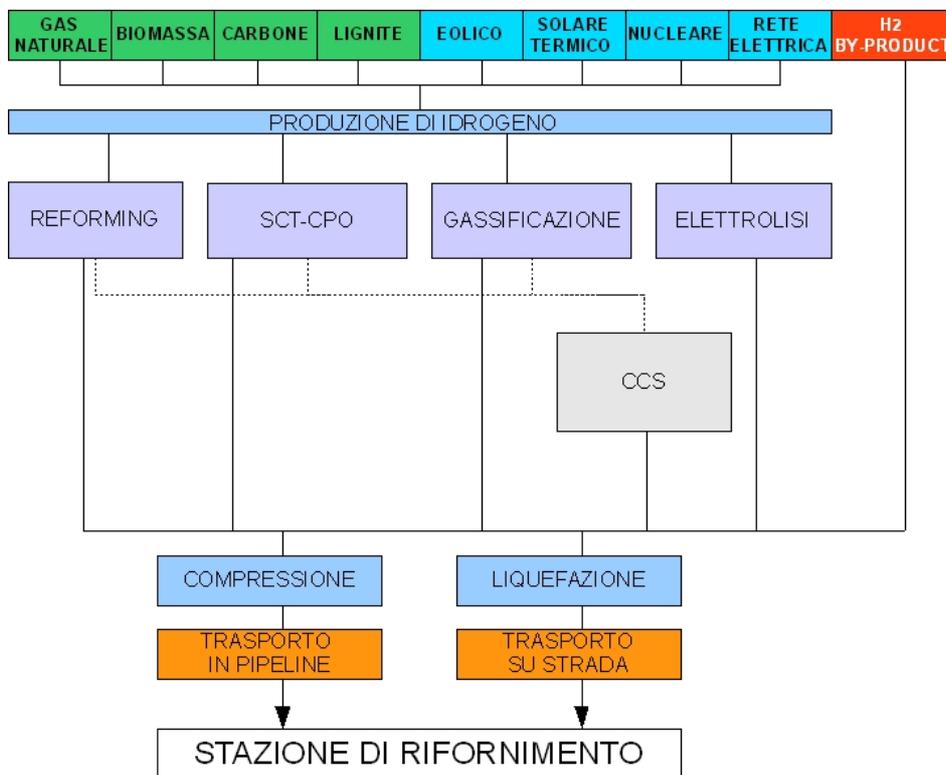


Figura 6: Schema delle tecnologie preselezionate

Dalla combinazione delle tecnologie preselezionate sono stati ottenuti 26 percorsi dell'idrogeno Well-to-Tank. I percorsi sono descritti nella tabella sottostante.

SOLUZIONE N°	PROCESSO	ALIMENTAZIONE	DESCRIZIONE
1	Steam Reforming	Gas naturale	CGH2 - Steam Reforming da GS – On-site Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
2	Steam Reforming	Gas naturale	CGH2 - Steam Reforming da GS - Centralizzato - Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
3	Steam Reforming	Gas naturale	CGH2 - Steam Reforming da GS + CCS - Centralizzato - Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
4	Steam Reforming	Gas naturale	LH2 – Steam Reforming da GS – Centralizzato - Liquefazione, Camion Criogenici, Rifornimento
5	Steam Reforming	Gas naturale	LH2 – Steam Reforming da GS + CCS – Centralizzato - Liquefazione, Camion Criogenici, Rifornimento
6	Gassificazione	Antracite	CGH2 - Gassificazione da Antracite - Centralizzato Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
7	Gassificazione	Antracite	CGH2 - Gassificazione da Antracite + CCS - Centralizzato Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
8	Gassificazione	Antracite	LH2 – Gassificazione da Antracite – Centralizzato Liquefazione, Camion Criogenici, Rifornimento
9	Gassificazione	Antracite	LH2 – Gassificazione da Antracite + CCS – Centralizzato Liquefazione, Camion Criogenici, Rifornimento
10	Gassificazione	Lignite	CGH2 - Gassificazione da Lignite - Centralizzato Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
11	Gassificazione	Lignite	CGH2 - Gassificazione da Lignite + CCS - Centralizzato Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
12	Gassificazione	Lignite	LH2 – Gassificazione da Lignite – Centralizzato Liquefazione, Camion Criogenici, Rifornimento
13	Gassificazione	Lignite	LH2 – Gassificazione da Lignite + CCS – Centralizzato Liquefazione, Camion Criogenici, Rifornimento
14	Staged Reforming	Residui legnosi	CGH2 – Staged Reforming da Residui legnosi – Media Scala Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento

15	Staged Reforming	Miscanthus	CGH2 – Staged Reforming da Miscanthus – Media Scala Pipeline, Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
16	Elettrolisi	Rete elettrica	CGH2 –Elettrolisi da Rete elettrica – On-site Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
17	Elettrolisi	Energia nucleare	CGH2 –Elettrolisi da Energia nucleare – Centralizzata Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
18	Elettrolisi	Energia nucleare	LGH2 –Elettrolisi da Energia nucleare – Centralizzata Liquefazione, Camion criogenici, Rifornimento
19	Elettrolisi	Energia eolica	CGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “on-shore” – Centralizzata Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
20	Elettrolisi	Energia eolica	LGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “on-shore” – Centralizzata Liquefazione, Camion Criogenici Rifornimento
21	Elettrolisi	Energia eolica	CGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “off-shore” – Centralizzata Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
22	Elettrolisi	Energia eolica	LGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “off-shore” – Centralizzata Liquefazione, Camion Criogenici Rifornimento
23	Elettrolisi	Energia solare-termica	CGH2 –Elettrolisi da Energia solare-termica – Centralizzata Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
24	Elettrolisi	Energia solare-termica	LGH2 –Elettrolisi da Energia solare-termica – Centralizzata Liquefazione, Camion Criogenici Rifornimento
25	By-product		CGH2 –Idrogeno by-product – Centralizzata Compressione, Immagazzinamento, Rifornimento
26	By-product		LGH2 –Idrogeno by-product– Centralizzata Liquefazione, Camion Criogenici Rifornimento

Tabella 1: Percorsi Weel-to-Tank selezionati

CGH2: Idrogeno allo stato gassoso; LGH2: Idrogeno allo stato liquido; GS: gas naturale; CCS: Carbon Capture and Sequestration.

3.2 I dati

I dati riguardanti i costi e le emissioni delle operazioni e tecnologie incontrate nelle diverse soluzioni provengono dai dati forniti dalle case costruttrici o da dati presenti in letteratura, raccolti nello studio TRIAS. Sono riferiti, ove

possibile, allo stato dell'arte. Per quanto riguarda l'impianto SCT-CPO i dati provengono da ENI.

3.2.1 Tecnologie di produzione

Lo Steam Reforming è la tecnologia più utilizzata per la produzione di idrogeno ed è una tecnologia matura, presenta costi di produzione contenuti e una capacità molto elevata. Nello studio TRIAS sono stati considerati due tipi di impianti: uno ad altissima capacità per produzione centralizzata da 280.000 Nm³/ora ed uno da 300 Nm³/ora per la produzione On-site. Il costo di produzione nel caso dell'impianto su piccola scala è doppio rispetto a quello di grandi dimensioni a causa della mancanza di economie di scala, inoltre si riscontra anche un aumento delle emissioni per kW/h di idrogeno prodotto a causa di una minore efficienza dei piccoli Reformer.

Specific capacity	850.000	kW(H ₂)
Specific investment cost	260	€/kW
Total investment	221.000.000	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	6.800.000.000	kWh(H ₂)/a
Operation and Maintenance	2,0	% of investment
Annual Operation and maintenance	4.420.000	€/a
Annuity	22.509.338	€/a
Total annual cost	26.929.338	€/a
Efficiency (Natural gas - Hydrogen)	76	%
Input fuel (natural gas)	1,32	kWh(fuel)/kWh(H ₂)
Input fuel cost	1,86	c/kWh(fuel)
Output hydrogen	1	kWh
Output electricity	0,05	kWh(EI.)/kWh(H ₂)
Output electricity credits (as for grid-electricity EI.)	5	c/kWh(EI.)
Specific CO ₂ emissions (NG-combustion)	215	g/kWh(NG)
Specific NO _x emissions (NG-combustion)	0,93	g/kWh(NG)
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	0,40	c/kWh(H ₂)
Specific hydrogen cost (with electricity and fuel cost+credits)	2,58	c/kWh(H ₂)
Specific CO ₂ emissions (with credits)	272,14	g/kWh(H ₂)
Specific NO _x emissions (with credits)	1,18	g/kWh(H ₂)

Tabella 2: Impianto Steam Reforming - Fonte: Wagner 2000, TRIAS

Specific capacity	950	kW(H2)
Specific investment cost	1.026	€/kW
Total investment	974.245	€
Annual operating hours	6.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	5.700.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	2	% of investment
Annual Operation and maintenance	19.485	€/a
Annuity	99.229	€/a
Total annual cost	118.714	€/a
Efficiency	60	%
Input fuel (natural gas)	1,67	kWh(fuel)/kWh(H2)
Input fuel cost	1,86	c/kWh(fuel)
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2 emissions (NG combustion)	215	g/kWh(NG)
Specific NOx emissions (NG combustion)	0,16	g/kWh(NG)
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	2,08	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity and fuel cost)	5,18	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions	358	g/kWh(H2)
Specific NOx emissions	0,27	g/kWh(H2)

Tabella3: Steam Reforming su piccola scala - Fonte: Mahler, Hysociety, Concawe, TRIAS

Specific capacity	850.000	kW(H2)
Specific investment cost	540	€/kW
Total investment	459.000.000	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	6.800.000.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	1,5	% of investment
Annual Operation and maintenance	6.885.000	€/a
Annuity	46.750.164	€/a
Total annual cost	53.635.164	€/a
Efficiency (natural gas - hydrogen)	73	%
Input fuel (natural gas)	1,37	kWh(fuel)/kWh(H2)
Input fuel cost	1,86	c/kWh(fuel)
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2 emissions (NG combustion)	215	g/kWh(NG)
Specific CO2 emissions without CCS	295	g/kWh(H2)
Specific CO2 emissions from CO2 management	115	g/kg sequestered
Output NOx emissions	0,93	g/kWh(NG)
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	0,79	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity and fuel cost)	3,34	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions	34	g/kWh(H2)
Specific NOx emissions	1,27	g/kWh(H2)

Tabella 4: Steam Reforming + Carbon Capture and Sequestration - Fonte: TRIAS

Nell'analisi TRIAS associando un impianto di CCS i costi di produzione aumentano a fronte di una riduzione dell'emissioni di CO₂ quasi del 90%. Questi risultati sono probabilmente eccessivamente ottimistici: le informazioni

sulle tecnologie fornite dai licenziatari e le case costruttrici di impianti⁵, la riduzione di emissioni raggiungibile è compresa tra il 60 - 65%.

Per la produzione di idrogeno tramite gassificazione è stato considerato un impianto da 280.000 Nm³/ora.. In questo caso si ottiene il costo di produzione più basso tra tutte le tecnologie grazie al prezzo poco elevato del carbone. Le emissioni sono però molto alte. Con un impianto di CCS si ottiene una riduzione del ~90%.

Specific capacity	850.000	kW(H2)
Specific investment cost	1.000	€/kW
Total investment	850.000.000	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	6.800.000.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	1,0	% of investment
Annual Operation and maintenance	28.530.000	€/a
Annuity	86.574.377	€/a
Total annual cost	115.104.377	€/a
Efficiency (coal-hydrogen)	57	%
Input fuel	1,75	kWh(fuel)/kWh(H2)
Input fuel cost hard coal	0,58	c/kWh(coal)
Input fuel cost lignite	0,40	c/kWh(lignite)
Output hydrogen	1	kWh
Output electricity	0,05	kWh(EI.)/kWh(H2)
Output electricity credits (as for EU-mix EI.)	4	c/kWh(EI.)
Specific CO2 emissions coal combustion	360	g/kWh(coal,combusted)
Specific CO2 emissions lignite combustion	424	g/kWh(coal,combusted)
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	1,69	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with COAL cost & electricity cost + credits)	2,50	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with LIGNITE cost & electricity cost + credits)	2,19	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions COAL	632	g/kWh(H2)
Specific CO2 emissions LIGNITE	743	g/kWh(H2)

Tabella 5: Gassificazione – Fonte: Yamashita et al. , TRIAS

Specific capacity	850.000	kW(H2)
Specific investment cost	1.383	€/kW
Total investment	1.175.550.000	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	6.800.000.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	1,5	% of investment
Annual Operation and maintenance	17.633.250	€/a
Annuity	119.732.364	€/a
Total annual cost	137.365.614	€/a
Efficiency (coal-hydrogen)	43	%
Input fuel (hard coal, lignite)	2,33	kWh(fuel)/kWh(H2)

⁵ Ad esempio Technip-KTI S.p.A.

input cost hard coal	0,58	
Input cost lignite	0,40	c/kWh(fuel)
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2 emissions (hard coal combustion)	360	g/kWh(coal)
Specific CO2 emissions (lignite combustion)	424	
Specific hard coal emissions without CCS	837	g/kWh(H2)
Specific lignite emissions without CCS	985	
Specific emissions from CO2 management hard coal/ lignite	85	g/kg(sequestered)
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	2,02	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity and fuel cost, hard coal)	3,36	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity and fuel cost, lignite)	2,95	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions, hard coal	71	g/kWh(H2)
Specific CO2 emissions, lignite	84	g/kWh(H2)

Tabella 6 Gassificazione + CCS - Fonte: Hysociety, Concawe, TRIAS

Specific capacity	10.000	kW(H2)
Specific investment cost	3.000	€/kW
Cummulative number of plants	1	€
Progress ratio	1,00	
Total investment	30.000.000	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	80.000.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	4,00	% of investment
Annual Operation and maintenance	1.200.000	€/a
Annuity	3.055.566	€/a
Total annual cost	4.255.566	€/a
Efficiency (biomass - hydrogen)	38	%
Input fuel	2,63	kWh(fuel)/kWh(H2)
Biomass cost (forestry residues)	0,88	c/kWh(biomass)
Biomass cost (Miscanthus plantation)	2,71	c/kWh(biomass)
Output hydrogen	1	kWh
Output electricity	0,39	kWh(electricity)/kWh(H2)
Output electricity credits (as for grid-electricity El.)	5,26	c/kWh(electricity)
Specific CO2 emissions forestry residues (CO2 neutral, emissions related to FP)	4	g/kWh(biomass, FP)
Specific CO2 emissions miscanthus (CO2 neutral, emissions related to FP)	6	g/kWh(biomass, combusted)
Specific NOx emissions forestry residues	0,62	g/kWh(biomass, FP)
Specific NOx emissions miscanthus	0,66	g/kWh(biomass, combusted)
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	5,32	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (forestry residues) with-fuel cost + El. credits)	5,59	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (miscanthus plantation) with- fuel cost + El. credits)	10,40	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions (forestry residues)	9,74	g/kWh(H2)
Specific CO2 emissions (miscanthus)	16,53	g/kWh(H2)
Specifc NOx emissions (forestry residues)	1,63	g/kWh(H2)
Specifc NOx emissions (miscanthus)	1,74	g/kWh(H2)

Tabella 7: Staged Reformer da biomasse - Fonte: D.M.2 Verfahrenstechnik Dr. Mühlen GmbH, TRIAS

La produzione su media scala è stata ipotizzata tramite Staged Reforming di biomasse (miscanthus e residui legnosi). Nel caso del miscanthus i costi non sono

competitivi. Considerando l'assorbimento di CO₂ delle piante durante la loro vita il bilancio totale delle emissioni generate da questa tecnologia è quasi nullo. Sono stati considerati due impianti elettrolitici: uno da 33000 Nm³/h per la produzione centralizzata ed uno da 830 Nm³/ora per la produzione delocalizzata. Per la bassa capacità è stata considerata l'alimentazione tramite rete elettrica, mentre per l'impianto ad alta capacità è stata considerata l'alimentazione con elettricità proveniente da eolico (on-shore e off-shore), nucleare, solare-termico e dalla rete elettrica. Questo tipo di tecnologia presenta livelli di emissioni nulli se è alimentata con energie rinnovabili, ma i costi più alti in assoluto. Nel caso di alimentazione con energia nucleare le emissioni sono basse e i costi non eccessivi. L'alimentazione tramite rete elettrica per gli impianti elettrolitici on-site determina le emissioni più alte tra tutte le tecnologie e costi poco competitivi.

Specific capacity	100.000	kW(H ₂)
Specific investment cost	970	€/kW
Total investment	97.000.000	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	800.000.000	kWh(H ₂)/a
Operation and Maintenance	1,5	% of investment
Annual Operation and maintenance	1.455.000	€/a
Annuity	9.879.664	€/a
Total annual cost	11.334.664	€/a
Efficiency (electricity-hydrogen)	66	%
Input electricity	1,5152	kWh(El.)/kWh(H ₂)
Electricity cost grid-electricity	5,26	c/kWh(El.)
Electricity cost wind-onshore	4,90	c/kWh(El.)
Electricity cost wind-offshore	5,95	c/kWh(El.)
Electricity cost solarthermal power	12,00	c/kWh(El.)
Electricity cost nuclear power	2,40	c/kWh(El.)
Specific CO ₂ emissions from electricity generation (grid-electricity)	594	g/kWh(El.)
Specific CO ₂ emissions from electricity generation (nuclear-power)	16	g/kWh(El.)
Specific NO _x emissions from electricity generation (grid-electricity)	1	g/kWh(El.)
Output hydrogen	1	kWh
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	1,42	c/kWh(H ₂)
Specific hydrogen cost (with electricity cost grid-electricity)	9,38	c/kWh(H ₂)
Specific hydrogen cost (with electricity cost wind onshore)	8,84	c/kWh(H ₂)
Specific hydrogen cost (with electricity cost wind offshore)	10,43	c/kWh(H ₂)
Specific hydrogen cost (with electricity cost solarthermal power)	19,60	c/kWh(H ₂)
Specific hydrogen cost (with electricity cost nuclear power)	5,05	c/kWh(H ₂)
Specific CO ₂ emissions (grid-electricity)	900	g/kWh(H ₂)
Specific CO ₂ emissions (nuclear power)	24	g/kWh(H ₂)
Specific NO _x emissions (grid-electricity)	1	g/kWh(H ₂)

Tabella 8: Elettrolisi su larga scala - Fonte: Hysociety, Concawe, GHW 2003, TRIAS

Specific capacity	2.500	kW(H2)
Specific investment cost	970	€/kW
Total investment	2.425.928	€
Annual operating hours	6.000	h/a
Lifetime	15	a
Annual hydrogen production	15.000.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	1,5	% of investment
Annual Operation and maintenance	36.389	€/a
Annuity	283.420	€/a
Total annual cost	319.809	€/a
Efficiency (electricity-hydrogen)	66	%
Input electricity	1,5152	kWh(EI.)/kWh(H2)
Electricity cost grid-electricity	5,26	c/kWh(EI.)
Electricity cost wind-onshore	4,90	c/kWh(EI.)
Electricity cost wind-offshore	5,95	c/kWh(EI.)
Electricity cost solarthermal power	12,00	c/kWh(EI.)
Specific CO2 emissions from electricity generation (grid-electricity)	594	g/kWh(EI.)
Specific NOx emissions from electricity generation (grid-electricity)	1	g/kWh(EI.)
Output hydrogen	1	kWh
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	2,13	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity cost grid-electricity)	10,10	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity cost wind onshore)	9,56	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity cost wind offshore)	11,15	c/kWh(H2)
Specific hydrogen cost (with electricity cost solarthermal power)	20,31	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions (grid-electricity)	900	g/kWh(H2)
Specific NOx emissions (grid-electricity)	1	g/kWh(H2)

Tabella 9: Elettrolisi su piccola scala - Fonte: Hysociety, Concawe, GHW 2003, TRIAS

3.2.2 I trattamenti

L'idrogeno può essere distribuito in forma gassosa o liquida. Nel primo caso necessita di una compressione per essere immagazzinato, nel secondo caso deve essere liquefatto a -273°C . La liquefazione è un processo permette una densità energetica superiore allo stato gassoso, ma presenta costi da due a quattro volte maggiori rispetto ad un trattamento di compressione.

Specific capacity	6.900	kW(H2)
Specific investment cost	2.899	€/kW
Total investment	20.003.100	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	30	a
Annual hydrogen production	55.200.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	2,00	% of investment
Annual Operation and maintenance	400.062	€/a
Annuity (investment)	1.776.824	€/a
Total annual cost	2.176.886	€/a

Input electricity	0,25	kWh(EI.)/kWh(H2)
Input electricity cost (grid electricity)	5,26	c/kWh(EI.)
Input electricity nuclear power	2,40	c/kWh(EI.)
Input electricity cost (wind power, onshore)	4,90	c/kWh(EI.)
Input electricity cost (wind power, offshore)	5,95	c/kWh(EI.)
Input electricity cost (solarthermal power)	12,00	c/kWh(EI.)
Specific CO2 emissions from EI. Production (grid-electricity)	594	g/kWh(EI.)
Specific CO2 emissions from EI. Production (nuclear power)	16	g/kWh(EI.)
Specific NOx emissions EI. Production (grid-electricity)	0,59	g/kWh(EI.)
Input hydrogen	1	kWh
Output hydrogen	1	kWh
Specific hydrogen cost (without fuel and electricity cost)	3,94	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity cost grid)	5,26	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity nuclear power)	4,54	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity cost wind onshore)	5,17	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity cost wind offshore)	5,43	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity cost solarthermal power)	6,94	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions liquefaction (grid EI.)	148,50	g/kWh(H2)
Specific CO2 emissions liquefaction (nuclear power)	3,91	g/kWh(H2)
Specific NOx emissions liquefaction (grid EI.)	0,15	g/kWh(H2)

Tabella 10: Trattamento di liquefazione - Fonte: Linde, Hysociety, TRIAS

Specific capacity	450	kW(H2)
Specific investment cost	850	€/kW
Total investment	382.500	€
Annual operating hours	6.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen production	2.700.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	1,50	% of investment
Annual Operation and maintenance	5.738	€/a
Annuity	38.958	€/a
Total annual cost	44.696	€/a
Input electricity	0,0617	kWh(electricity)/kWh(H2)
Input electricity cost (EU-mix)	5,26	c/kWh(electricity)
Input hydrogen	1	
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2-emissions from electricity generation (Eu-mix)	594	g/kWh(EI.)
Specific NOx emissions from electricity generation	0,59	g/kWh(EI.)
Specific compression cost (without electricity cost)	1,66	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity cost grid electricity)	1,98	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions	37	g/kWh(H2)
Specific NOx emissions	0,04	g/kWh(H2)

Tabella 11: Compressione a 880 bar - Fonte: Concawe, TRIAS

3.2.3 La distribuzione

Per la distribuzione dell'idrogeno liquido è stato considerato il trasporto su strada in serbatoi criogenici mentre per il trasporto allo stato gassoso sono state

considerate tre tipologie di pipeline con capacità distinte: 850 MW per un trasporto di 800 km , 200 MW per 500 km, 25MW per 100 km. Risulta che per brevi distanze il trasporto su strada risulta il più economico, ma al crescere dei chilometri da percorrere questo vantaggio diminuisce. Per distanze superiori ai 300 km, il trasporto in pipeline è preferibile. Inoltre, il trasporto in pipeline, produce una quantità di emissioni quasi nulle, riferibili agli impianti di compressioni situati lungo la linea.

Tank capacity	57	m³ LH2
Tank capacity	134.488	kWh
Annual driving distance	217.742	km
Lifetime cryogenic truck	10	a
Average speed	60	km/h
Specific investment cost	460.000	€/kW
Cumulative number of vehicles	1	€
Progress ratio	1,00	
Transport distance	500	km
Transport distance x 2 (return trip)	1000	km
Annual utilisation hours of truck (2 hours loading/deloading/trip)	4500	h
Annual number of trips	218	trips/a
Total annual hydrogen transport	29.283.579	kWh
Cost (diesel)	53	c/l EU-average
	5,37	c/kWh
Fuel consumption	30	[(Diesel)/100km]
Heating value diesel	9,860	kWh/l
Total annual fuel consumption (diesel)	644081	kWh
Annuity Investment cryogenic truck	68.554	€
Total annual fuel cost	34.621	€
Total annual operation and maintenance cost	36.800	€
Total annual wage costs	239.998	€
Total annual costs	379.973	€
Specific CO2 Emissions diesel (including FP), combustion	299,52	g/kWh(Diesel)
Total annual CO2 emissions from fuel (diesel)	192915034,8	g/a
Specific cost per kWh transported hydrogen (with cost for fuel)	1,298	c/kWh
Specific CO2 missions per kwh transported hydrogen	6,588	g/kWh(H2)

Tabella 12: Trasporto su camion criogenico (calcolo su 500km) - Fonte: Hysociety, TRIAS

Specific capacity	850.000	kW(H2)
Annual operating hours	8.000	h/a
Annual hydrogen distribution	6.800.000.000	kWh(H2)/a
Specific investment cost	600.000	€/kW
Cumulative number of plants	1	€
Progress ratio	1,00	
Distance	800	km
Total investment	480.000.000	€
Operation and maintenance pipeline	1,00	% of investment
Annual Operation and maintenance	4.800.000	€/a
Lifetime pipeline	30	a
Annuity pipeline	42.637.168	€/a

Investment 1 compressor	85.679.000	€
Number of compressors necessary	3	
Total investment compression stations	257.037.000	€
Operation and maintenance compression	1	% of investment
Annual Operation and maintenance compression	2.570.370	€
Lifetime compressors	15	a
Annuity compressors	300.295	
Total annual cost	50.307.833	€/a
Total compressor power	32.041	kW
Total annual electricity consumption compressors	256.328.000	kWh(EI.)
Input electricity	0,0377	kWh(EI.)/kWh(H2)
Input electricity cost	5,26	c/kWh(electricity)
Input hydrogen	1	kWh
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2 emissions El. Gen (grid-electricity)	594	g/kWh(EI.)
Specific NOx emissions El. Gen (grid-electricity)	0,6	g/kWh(EI.)
Specific distribution cost (without hydrogen losses)	0,740	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity and fuel cost)	0,94	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions (from electricity generation)	22	g/kWh(H2)
Specifc NOx emissions (from electricity generation)	0,022	g/kWh(H2)

Tabella 13: Trasporto su pipeline da 850 MW - Fonte: Hysociety, TRIAS

Specific capacity	200.000	kW(H2)
Annual operating hours	8.000	h/a
Annual hydrogen distribution	1.600.000.000	kWh(H2)/a
Specific investment cost	450.000	€/km
Cummulative number of plants	1	
Progress ratio	1,00	
Distance	500	km
Total investment	225.000.000	€
Operation and maintenance pipeline	1,00	% of investment
Annual Operation and maintenance	2.250.000	€/a
Lifetime pipeline	30	a
Annuity pipeline	19.986.173	€/a
Investment 1 compressor	12.272.000	€
Number of compressors necessary	2	
Total investment compression stations	24.544.000	€
Operation and maintenance compression	1	% of investment
Annual Operation and maintenance compression	245.440	€
Lifetime compressors	15	a
Annuity compressors	28.675	
Total annual cost	22.510.287	€/a
Total compressor power	2.470	kW
Total annual electricity consumption compressors	19.756.000	kWh(EI.)
Input electricity	0,0123	kWh(EI.)/kWh(H2)
Input electricity cost	5,26	c/kWh(electricity)
Input hydrogen	1	kWh
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2 emissions El. Gen (grid-electricity)	594	g/kWh(EI.)
Specific NOx emissions El. Gen (grid-electricity)	0,6	g/kWh(EI.)
Specific distribution cost (without hydrogen losses)	1,407	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity and fuel cost)	1,47	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions (from electricity generation)	7	g/kWh(H2)
Specifc NOx emissions (from electricity generation)	0,007	g/kWh(H2)

Tabella 14: Trasporto su pipeline 200 MW - Fonte: Hysociety, TRIAS

Specific capacity	25.000	kW(H2)
Annual operating hours	8.000	h/a
Annual hydrogen distribution	200.000.000	kWh(H2)/a
Specific investment cost	250.000	€/km
Cummulative number of plants	1	
Progress ratio	1,00	
Distance	100	km
Total investment	25.000.000	€
Operation and maintenance pipeline	1,00	% of investment
Annual Operation and maintenance	250.000	€/a
Lifetime pipeline	30	a
Annuity pipeline	2.220.686	€/a
Investment 1 compressor station	103.000	€
Number of compressors stations	1	
Total investment compression stations	103.000	€
Operation and maintenance compressor stations	1	% of investment
Annual Operation and maintenance compressor stations	1.030	€
Lifetime compressor stations	15	a
Annuity compressor stations	120	
Total annual cost	2.471.836	€/a
Total compressor power	3	kW
Total annual electricity consumption compressors	21.600	kWh(EI.)
Input electricity	0,0001	kWh(EI.)/kWh(H2)
Input electricity cost	5,26	c/kWh(electricity)
Input hydrogen	1	kWh
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2 emissions El. Gen (grid-electricity)	594	g/kWh(EI.)
Specific NOx emissions El. Gen (grid-electricity)	0,6	g/kWh(EI.)
Specific distribution cost (without hydrogen losses)	1,236	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity and fuel cost)	1,24	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions (from electricity generation)	0,06	g/kWh(H2)
Specifc NOx emissions (from electricity generation)	0,000	g/kWh(H2)

Tabella 15: Trasporto su pipeline 25 MW - Fonte Hysociety, TRIAS

Comparando le diverse tipologie di pipeline, risultano economicamente preferibili impianti da 850 MW per distanze superiori a 300 km e impianti da 25 MW per le distanze entro i 100 km.

3.2.4 La stazione di rifornimento

L'idrogeno allo stato liquido comporta costi maggiori anche per quanto riguarda il processo di rifornimento se comparato allo stato gassoso. Inoltre lo stoccaggio allo stato liquido implica delle inevitabili perdite di idrogeno dovute a evaporazione.

Specific capacity	457	kW(H2)
Specific investment cost	295	€/kW
Total investment	134.928	€

Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen dispensary	3.656.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	2,7	% of investment
Annual Operation and maintenance	3.643	€/a
Annuity	13.743	€/a
Total annual cost	17.386	€/a
Input hydrogen	1,02	kWh
Output hydrogen	1	kWh
Specific cost (without hydrogen cost)	0,48	c/kWh(H2)
Hydrogen losses	0,02	kWh(H2)/kWh(H2)

Tabella 16: Stazione di rifornimento CGH2 700 bar - Fonte- HyWay, TRIAS

Specific capacity	457	kW(H2)
Specific investment cost	616	€/kW
Total investment	273.000	€
Annual operating hours	8.000	h/a
Lifetime	20	a
Annual hydrogen dispensary	3.656.000	kWh(H2)/a
Operation and Maintenance	2,0	% of investment
Annual Operation and maintenance	5.460	€/a
Annuity	27.806	€/a
Total annual cost	33.266	€/a
Input electricity	0,0007	kWh(electricity)/kWh(H2)
Input electricity cost	5	c/kWh(electricity)
Input hydrogen	1,00	kWh
Output hydrogen	1	kWh
Specific CO2 form electricity generation	594,00	g/kWh(EI.)
Output Nox from electricity generation	0,59	g/kWh(EI.)
Specific cost (without hydrogen and electricity cost)	0,91	c/kWh(H2)
Specific cost (with electricity cost, without hydrogen cost)	0,91	c/kWh(H2)
Specific CO2 emissions (from electricity generation)	0,4158	g/kWh(H2)
Specific NOx emissions (from electricity generation)	0,0004	g/kWh(H2)

Tabella 17: Stazione di rifornimento LH2 - Fonte: HyWay, TRIAS

3.3 I risultati

I risultati dei costi e delle emissioni totali dei percorsi selezionati sono trascritti nelle tabelle seguenti. In verde sono evidenziati i migliori risultati, in rosso i peggiori.

COSTO c/kWh	PROD	PIPEL	COM	LIQ	TRASP	RIF	TOT
Benzina (media UE, Feb. 2010)							5,4
CGH2 - Steam Reforming da GS On-site	5,2		2			0,5	7,7
CGH2 - Steam Reforming da GS Centralizzato	2,6	0,9	2			0,5	6
CGH2 - Steam Reforming da GS + CCS Centralizzato	3,3	0,9	2			0,5	6,7
LH2 – Steam Reforming da GS Centralizzato	2,6			5,3	1,3	0,9	10,1
LH2 – Steam Reforming da GS + CCS Centralizzato	3,3			5,3	1,3	0,9	10,8
CGH2 - Gassificazione da Antracite Centralizzato	2,5	0,9	2			0,5	5,9
CGH2 - Gassificazione da Antracite + CCS Centralizzato	3,3	0,9	2			0,5	6,7
LH2 – Gassificazione da Antracite Centralizzato	2,5			5,3	1,3	0,9	10
LH2 – Gassificazione da Antracite + CCS Centralizzato	3,3			5,3	1,3	0,9	10,8
CGH2 - Gassificazione da Lignite Centralizzato	2,2	0,9	2			0,5	5,6
CGH2 - Gassificazione da Lignite + CCS Centralizzato	2,9	0,9	2			0,5	6,3
LH2 - Gassificazione da Lignite Centralizzato	2,2			5,3	1,3	0,9	9,7
LH2 – Gassificazione da Lignite + CCS Centralizzato	2,9			5,3	1,3	0,9	10,4
CGH2 – Staged Reforming da Residui legnosi Media Scala	5,4	1,2	2			0,5	9,1
CGH2 – Staged Reforming da Miscanthus Media Scala	10,3	1,2	2			0,5	14
CGH2 –Elettrolisi da Rete elettrica On-site	10,1		2			0,5	12,6
CGH2 –Elettrolisi da Energia nucleare Centralizzata	5,1	1,5	2			0,5	9,1
LGH2 –Elettrolisi da Energia nucleare Centralizzata	5,1			4,5	1,3	0,9	11,8
CGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “on-shore” Centralizzata	8,9	1,5	2			0,5	12,9
LGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “on-shore” Centralizzata	8,9			5,2	1,3	0,9	16,3
CGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “off-shore” Centralizzata	10,5	1,5	2			0,5	14,5
LGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “off-shore” Centralizzata	10,5			5,4	1,3	0,9	18,1
CGH2 –Elettrolisi da Energia solare- termica Centralizzata	19,7	1,5	2			0,5	23,7
LGH2 –Elettrolisi da Energia solare- termica Centralizzata	19,7			7	1,3	0,9	28,9
CGH2 –Idrogeno by-product Centralizzata	2,4	1,5	2			0,5	6,4
LGH2 –Idrogeno by-product– Centralizzata	2,4			5,3	1,3	0,9	9,9

Tabella 18: Costi Totali

EMISSIONI g/kWh H₂	PROD	PIPEL	COM	LIQ	TRASP	RIF	TOT
Benzina (inclusa combustione)							312
CGH2 - Steam Reforming da GS On-site	358		37			0	395
CGH2 - Steam Reforming da GS Centralizzato	272	22	37			0	331
CGH2 - Steam Reforming da GS + CCS Centralizzato	34	22	37			0	93
LH2 – Steam Reforming da GS Centralizzato	272			149	6,6	0,4	428
LH2 – Steam Reforming da GS + CCS Centralizzato	34			149	6,6	0,4	190
CGH2 - Gassificazione da Antracite Centralizzato	632	22	37			0	691
CGH2 - Gassificazione da Antracite + CCS Centralizzato	71	22	37			0	130
LH2 – Gassificazione da Antracite Centralizzato	632			149	6,6	0,4	788
LH2 – Gassificazione da Antracite + CCS Centralizzato	71			149	6,6	0,4	227
CGH2 - Gassificazione da Lignite Centralizzato	743	22	37			0	802
CGH2 - Gassificazione da Lignite + CCS Centralizzato	84	22	37			0	123
LH2 - Gassificazione da Lignite Centralizzato	743			149	6,6	0,4	899
LH2 – Gassificazione da Lignite + CCS Centralizzato	84			149	6,6	0,4	240
CGH2 – Staged Reforming da Residui legnosi Media Scala	10	0	37			0	47
CGH2 – Staged Reforming da Miscanthus Media Scala	17	0	37			0	54
CGH2 –Elettrolisi da Rete elettrica On-site	900		37			0	937
CGH2 –Elettrolisi da Energia nucleare Centralizzata	24	7	37			0	68
LGH2 –Elettrolisi da Energia nucleare Centralizzata	24			4	6,6	0,4	35
CGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “on-shore” Centralizzata	0	7	37			0	44
LGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “on-shore” Centralizzata	0			0	6,6	0,4	7
CGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “off-shore” Centralizzata	0	7	37			0	44
LGH2 –Elettrolisi da Energia eolica “off-shore” Centralizzata	0			0	6,6	0,4	7
CGH2 –Elettrolisi da Energia solare- termica Centralizzata	0	7	37			0	44
LGH2 –Elettrolisi da Energia solare- termica Centralizzata	0			0	6,6	0,4	7
CGH2 –Idrogeno by-product Centralizzata	215	7	37			0	259
LGH2 –Idrogeno by-product– Centralizzata	215			2	6,6	0,4	224

Tabella 19: Emissioni totali

3.4 La tecnologia SCT-CPO

Le prestazioni della tecnologia SCT-CPO in termini di costi ed emissioni sono rappresentate mediante comparazione rispetto ad un impianto di Steam Reformer con Carbon Capture and Sequestration. Sono stati considerati impianti di pari capacità (55000 Nm³ /h) ed i loro costi sono stati valutati sulla base di uno scenario di prezzi Italiani relativi mese di Dicembre 2008. I dati riguardanti lo Steam Reformer sono stati forniti dalla casa produttrice Technip-KTI

	SCT-CPO 55000 Nm3/h	SCT-CPO + CCS 55000 Nm3/h	SR 55000 Nm3/h	SR + CCS 55000 Nm3/h	Unit
Specific capacity	165.040	165.040	165.040	165.040	kW(H2)
Annual operating hours	8.400	8.400	8.400	8.400	h/a
Lifetime	15	15	15	15	a
Annual hydrogen production	1.386.333.480	1.386.333.480	1.386.333.480	1.386.333.480	kWh(H2)/a
Output hydrogen	1,000	1,000	1,000	1,00	1kWh
Specific investment cost	0,564	0,730	0,856	1,00	SCT-CPO/SR
Total investment	0,564	0,730	0,856	1,00	SCT-CPO/SR
Operation and Maintenance	0,500	0,500	1,000	1,00	SCT-CPO/SR
Specific hydrogen cost without fuel and electricity costs	0,526	0,680	0,856	1,00	SCT-CPO/SR
Specific CO2 emissions	3,013	0,104	3,003	1,00	SCT-CPO/SR

Tabella 20: Confronto tra SCT-CPO e Steam Reformer (dati normalizzati rispetto a SR + CCS) - Fonte: ENI, Technip-KTI

La tecnologia SCT-CPO dimostra prestazioni superiori rispetto allo Steam Reforming per quanto riguarda il costo dell'idrogeno prodotto. Nel caso di produzione senza CCS il paragone tra i costi delle varie tecnologie che non includono i consumi di elettricità e di combustibile sono inferiori del ~25% mentre nel caso di produzione con CCS la riduzione è del ~30%. Sebbene una valutazione compita debba essere affrontata con “case by case comparisons” si può affermare che questa riduzione riceve un forte contributo dalla riduzione dei costi di investimento. L'impianto SCT-CPO genera delle emissioni leggermente superiori rispetto allo Steam Reformer. L'integrazione di un impianto di CCS rende tuttavia possibile la quasi totale cattura della CO₂ emessa nel caso del

SCT-CPO mentre, nel caso dello Steam Reforming, il 65% delle emissioni. Le dimensioni di un impianto SCT-CPO sono sensibilmente minori di uno Steam Reformer (vedi Figura 7).

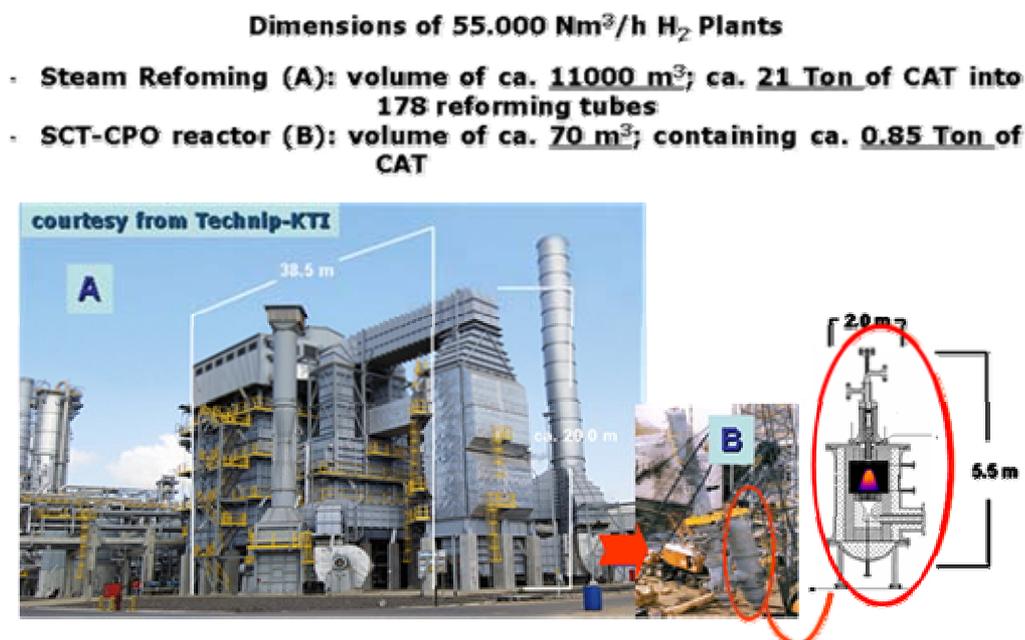


Figura 7 : Le dimensioni dell'unità di produzione syngas e di raffreddamento di un impianto SCT-CPO sono circa 160 inferiori a quelle delle stesse unità di un processo di Steam Reforming

3.5 Conclusioni

I risultati dimostrano che la maggior parte dei costi del ciclo Well-to-Tank derivano dalla produzione di idrogeno, incluso il costo della materia prima e dell'elettricità. Il costo della distribuzione varia in base alla distanza e ai volumi di idrogeno trasportato. Il costo per la compressione è uguale in tutte le situazioni, mentre per la liquefazione varia in base alla fonte di elettricità utilizzata. Il costo di produzione più basso si ottiene con la gassificazione del carbone (grazie al basso prezzo delle materie prime e a patto di non tassare le forti emissioni di CO₂), con lo Steam Reforming e con la tecnologie ENI SCT-CPO. L'idrogeno by-product ha un costo vantaggioso, ma le quantità disponibili sono molto limitate.

Per quanto riguarda l'impatto ambientale, le prestazioni migliori in termini di emissioni provengono dalle tecnologie rinnovabili: con l'elettrolisi alimentata da fonti eoliche o solari-termiche è possibile raggiungere livelli di CO₂ emessi prossimi allo zero. Con l'integrazione di impianti di CCS le emissioni degli impianti alimentati a combustibili fossili possono essere notevolmente abbattute con un incremento dei costi del ~ 30%.

I percorsi di produzione e distribuzione selezionati presentano sostanzialmente un trade-off tra costi ed emissioni. L'elettrolisi da energia nucleare, lo Staged Reforming da residui legnosi, le tecnologie da gas naturale (SCT-CPO e Steam Reforming con e senza CCS) e la gassificazione del carbone (con CCS) rappresentano un buon compromesso per la produzione dell'idrogeno.

L'elettrolisi da solare-termico e lo Staged Reforming da Miscanthus presentano costi eccessivi per essere economicamente praticabili su larga scala. La gassificazione del carbone senza impianto di cattura del carbonio e l'elettrolisi da rete elettrica è poco praticabile per l'eccessiva quantità di CO₂ emessa.

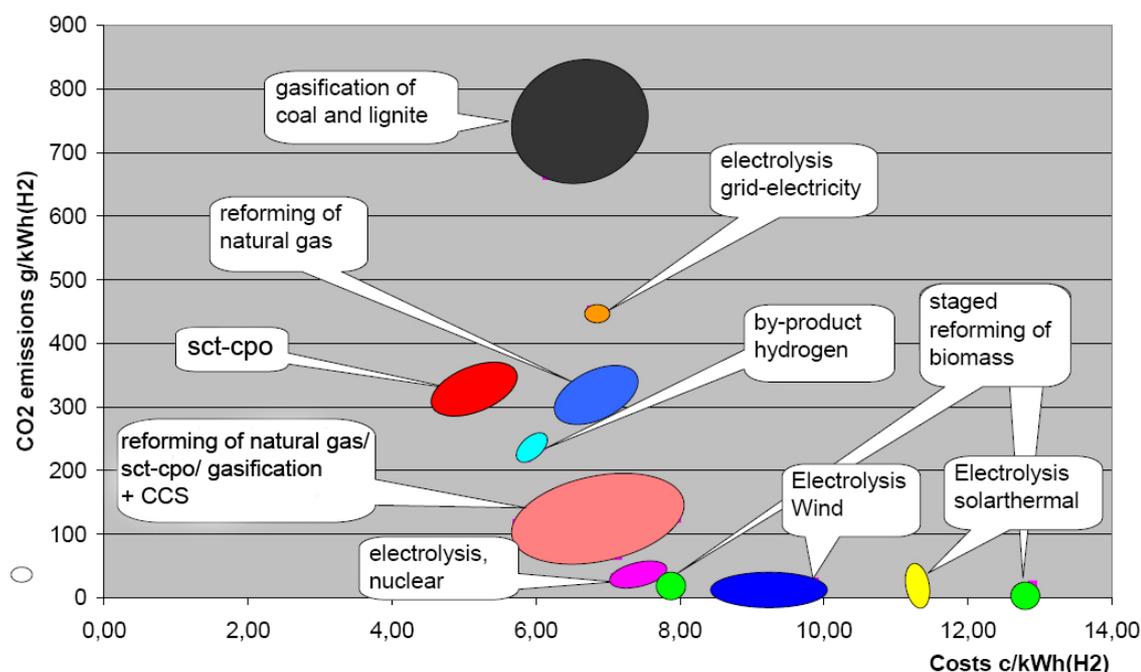


Figura 8: Rapporto Costi-Emissioni delle differenti tecnologie di produzione

Per quanto riguarda la modalità di distribuzione di idrogeno emergono migliori risultati per lo stato gassoso. Il trattamento dell'idrogeno allo stato liquido, infatti, incrementa in maniera sensibile i costi.

Dal confronto tra le diverse soluzioni di produzione e distribuzione selezionate si nota come la possibilità di usufruire di economie di scala e di utilizzare impianti di CCS renda vantaggiosi gli impianti centralizzati rispetto a quelli on-site; in questo caso sono riscontrabili costi inferiori e un maggiore controllo delle emissioni. Tuttavia, la produzione on-site potrebbe essere importante in una fase di avviamento di un sistema dei trasporti basato sull'idrogeno.

4. Conclusioni

Le tendenze del sistema energetico mondiale hanno raggiunto l'insostenibilità economica e ambientale⁶. Sebbene siano ancora disponibili giacimenti di combustibili fossili adeguati a sostenere la crescita mondiale prevista per i prossimi 20 anni, le risorse energetiche si stanno concentrando in pochi paesi. Russia, Iran e Qatar detengono il 56 % delle riserve mondiali di gas naturale mentre il 76% del petrolio disponibile è presente nei paesi aderenti all' OPEC ⁷. Dal punto di vista ambientale, se i trend attuali non cambieranno e non si attuerà una politica di controllo delle emissioni di gas a effetto serra, il livello di CO₂ nell'atmosfera raggiungerebbe a lungo termine una concentrazione di 1000 ppm con il rischio di un grave cambiamento climatico per il pianeta ⁸. Assunto che l'attività dell'uomo ha determinato un innalzamento della temperatura mondiale, la comunità scientifica ha fissato come aumento massimo accettabile il limite di 2°C. Per raggiungere questo obiettivo ambizioso bisogna limitare la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera a 450 ppm ⁹.

Il settore dei trasporti è responsabile del 25% delle emissioni mondiali di gas a effetto serra pertanto sarà fortemente coinvolto in questa necessaria rivoluzione energetica. Sono state proposte diverse alternative per il cambiamento ad un sistema dei trasporti a basso impatto ambientale: i veicoli elettrici, a idrogeno e ibridi sono quelli che hanno riscontrato il maggiore interesse.

L'opportunità di generare energia elettrica da "fuel cell" alimentate a idrogeno con l'emissione di solo vapore acqueo è vista come una possibile soluzione per la propulsione dei veicoli in maniera sostenibile. L'idrogeno non è presente in natura, ma può essere prodotto a partire da combustibili fossili o tramite elettrolisi. Il ciclo di produzione dell'idrogeno implica quindi il rilascio di emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione delle fonti energetiche fossili nel primo caso o di un alto consumo di energia elettrica nel secondo. Poiché però anche l'energia elettrica è prodotta in gran parte da fonti fossili anche l'elettrolisi dell'acqua su larga scala porterebbe ad emissioni di CO₂. Questo trade-off tra

⁶ World Energy Outlook 2008 - IEA International Energy Agency

⁷ BP Global - Statistical Review of World Energy June 2009

⁸ Climate Change Report 2007: Synthesis Report - IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change

⁹ Human Development Report 2007/2008 - HUNP Human Development Programme

emissioni e costi di produzione rendono l'H₂ in molti contesti un combustibile meno competitivo rispetto al diesel o alla benzina. La distribuzione e lo stoccaggio di idrogeno presentano poi molte criticità dovute principalmente alla sua bassa densità energetica su base volumetrica che rende necessaria la sua compressione ad alta pressione (300 – 800 ATM) o liquefazione per consentire una buona autonomia dei veicoli. Le fuel cell, infine, non sono ancora in grado di garantire un'affidabilità tale da permettere un utilizzo massivo per gli autoveicoli. Sono molte le aziende impegnate nello studio e nel miglioramento delle tecnologie legate all'idrogeno e non è da escludere la possibilità di raggiungere un importanti miglioramenti tecnologici con un impatto significativo sulle dinamiche competitive di diversi settori industriali (dall'industria automobilistica al settore energetico, dall'elettronica di consumo al comparto delle batterie).

In questo studio sono stati approfonditi in particolare le caratteristiche e le prestazioni degli impianti di produzione e di distribuzione di idrogeno per il settore automobilistico prendendo come punto di riferimento i progetti europei Zero Regio e TRIAS. I risultati hanno dimostrato come le tecnologie legate alla produzione e distribuzione di idrogeno per la mobilità abbiano caratteristiche ambivalenti. Con questo tipo di combustibile è infatti possibile raggiungere in alcuni casi una sensibile riduzione del livello di emissioni derivanti dal sistema dei trasporti. I risultati mostrano come un passaggio dal sistema a combustibili fossili ad un sistema a idrogeno prodotto con elettrolisi da energia eolica possa permettere su tutta la catena produttiva e distributiva una riduzione di emissioni di CO₂ superiore a 85%. In linea teorica con la produzione di idrogeno a partire da energie rinnovabili si ottengono i migliori risultati per quanto riguarda l'impatto ambientale. Per contro, l'idrogeno prodotto con queste tecnologie ha un costo poco competitivo. I risultati dimostrano come il costo dell'idrogeno da fonti rinnovabili sia da due a sei volte maggiore rispetto al costo attuale della benzina. Inoltre la bassa intensità energetica dei processi fotovoltaici ed eolici richiederebbe notevoli investimenti e strutture molto complesse con un "lay-out" di grandi dimensioni per la realizzazione di grandi centrali elettriche. Le prestazioni migliori in termini economici si ottengono dalla produzione

dell'idrogeno da combustibili fossili. Tra le tecnologie esaminate, Steam Reforming, SCT-CPO e gassificazione sono i processi con cui è possibile ottenere l'idrogeno al minor costo. La produzione da combustibili fossili genera tuttavia livelli di emissioni superiori a quelli derivanti dal sistema dei trasporti attuali. E' possibile limitare sensibilmente le emissioni tramite integrando impianti di Carbon Capture and Sequestration (CCS). Questa soluzione però genera un aumento del costo finale dell'idrogeno ed è applicabile solo nel caso di impianti centralizzati situati in zone che offrano una possibilità concreta di stoccaggio della CO₂.

Per la produzione di idrogeno da combustibili fossili l'impianto SCT-CPO dimostra prestazioni molto competitive: con dimensioni significativamente più contenute rispetto allo Steam Reforming presenta costi che in alcuni contesti sono inferiori del ~30% e la possibilità di recuperare la quasi totalità delle emissioni con il CCS. Il processo di gassificazione del carbone permette costi contenuti, ma un difficile controllo delle emissioni, anche con l'aggiunta di un impianto di CCS.

Dallo studio emerge che il trattamento dell'idrogeno allo stato liquido incrementa in modo consistente i costi totali della distribuzione. Inoltre, le problematiche legate all'evaporazione e al dispendio energetico dello stoccaggio criogenico rendono preferibile il trattamento dell'idrogeno allo stato gassoso.

Nel confronto tra le diverse soluzioni di produzione e distribuzione selezionate si evince che il vantaggio generato da economie di scala e la possibilità di integrare impianti di CCS permetta di ottenere costi sensibilmente inferiori e un migliore controllo delle emissioni negli impianti centralizzati. La produzione on-site, tuttavia, potrebbe essere fondamentale in una fase di transizione a un sistema dei trasporti basato sull'idrogeno.

La produzione per elettrolisi rappresenta la soluzione migliore per l'abbattimento delle emissioni e offre la possibilità di delocalizzare in maniera economica gli impianti. Tuttavia fino a quando non sarà disponibile energia

elettrica a basso costo da fonti rinnovabili, la tecnologia non appare una soluzione economicamente praticabile.

Indipendentemente dal suo eventuale utilizzo come combustibile per i mezzi di trasporto, l'idrogeno sta assumendo un ruolo sempre più importante in ambito industriale soprattutto nel campo della raffinazione del greggio. La necessità di carburanti meno inquinanti e allo stesso tempo un progressivo peggioramento della qualità del petrolio disponibile genera una richiesta crescente di idrogeno per il processo di desolforazione.

Una importante funzione che l'idrogeno potrebbe assumere in futuro all'interno del sistema energetico è quella di accumulatore di energia. Uno dei maggiori ostacoli alla diffusione delle fonti di energia rinnovabile è la loro discontinuità (soprattutto per il solare e l'eolico). Tali metodi di produzione, infatti, forniscono elettricità in modo variabile in base alla fonte naturale. Queste fluttuazioni energetiche mal si prestano alle richieste delle utenze.

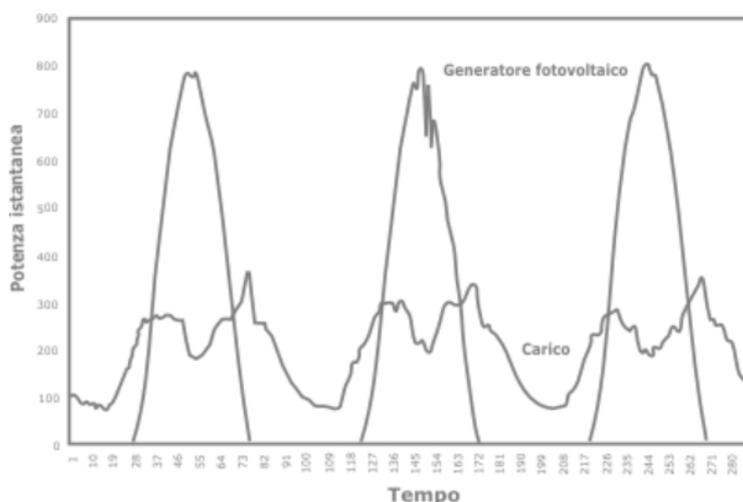


Figura 1: Andamenti di produzione di energia e richieste utenze - Fonte: www.ingegneriadelsole.it

Per poter sfruttare pienamente le fonti energetiche discontinue è necessario quindi associare dei sistemi di accumulo. L'utilizzo di un buffer energetico si rende opportuno anche con tutti quei metodi di produzione di elettricità continui che presentano rigidità nella capacità produttiva. I lunghi tempi necessari per l'avviamento di un impianto termoelettrico, ad olio combustibile o nucleare fanno sì che questi impianti rimangano accesi 24 ore su 24, e si fermano

completamente solo durante i cicli di manutenzione. La produzione continua di energia elettrica, indipendente dal fabbisogno delle utenze, genera momenti di surplus energetico, soprattutto negli orari notturni. E' possibile ridurre il regime di funzionamento di questi impianti, ma a scapito dell'efficienza.

Al momento il metodo più comune per l'accumulo energetico è tramite bacini idroelettrici; durante i periodi di eccedenza di energia elettrica questa viene utilizzata per pompare acqua da un bacino a valle ad uno a monte, in modo da disporre in seguito di energia idroelettrica. Un altro metodo di conservazione dell'energia elettrica, utilizzato soprattutto per il fotovoltaico, è tramite accumulatori elettrochimici (a piombo acido o a nichel cadmio). Questa tecnologia presenta problematiche derivanti dalle sostanze tossiche/nocive presenti nelle batterie, oltre che ad una limitata vita utile. Sono in fase di studio metodi di accumulo tramite aria compressa. L'energia in eccesso viene utilizzata per alimentare compressori che immagazzinano aria in grotte, cunicoli sotterranei e altri serbatoi naturali. L'aria compressa viene poi utilizzata per alimentare turbine e produrre elettricità durante i picchi di domanda. L'idrogeno rappresenta una possibile soluzione alla necessità di accumulare energia. Come visto nei capitoli precedenti, l'idrogeno può essere prodotto da tutte le fonti primarie di energia e da energia elettrica tramite il processo di elettrolisi. Associando un impianto elettrolitico a impianti di produzione di energia elettrica si può disporre dunque di un buffer capace di accumulare sotto forma di idrogeno l'energia in eccesso.

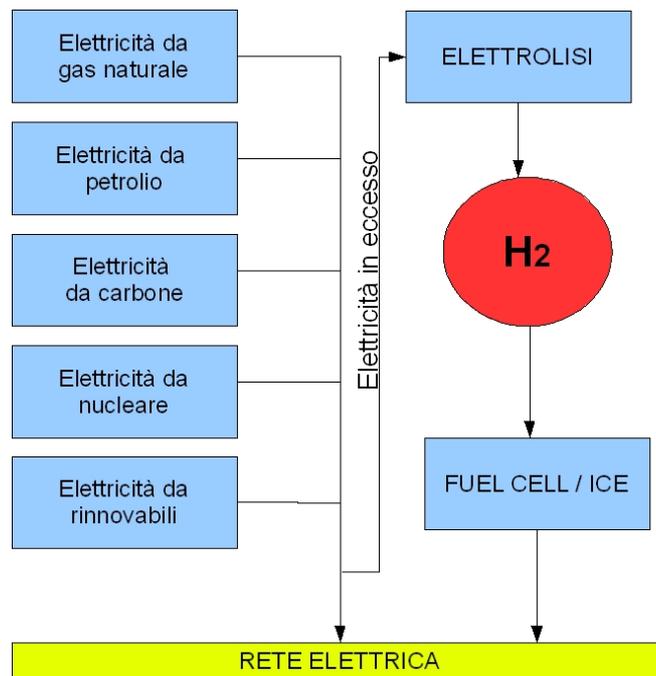


Figura 2: Schema di funzionamento dell'idrogeno come buffer energetico

Nei periodi di picco di domanda è poi possibile produrre energia elettrica utilizzando l'idrogeno come combustibile per fuel cell o motori a combustione interna. Per quanto riguarda l'utilizzo di questo tipo di buffer per la produzione di elettricità da fonti fossili sono in fase di studio nuovi metodi di produzione di idrogeno: il primo prevede l'uso di vapore ad alte temperature per ottenere un processo elettrolitico più efficiente, il secondo prevede l'utilizzo del calore dissipato dal reattore per ottenere la scissione termochimica dell'acqua.

L'affermazione della tecnologia dell'idrogeno per la mobilità sostenibile dipende anche dalle prestazioni che le tecnologie concorrenti saranno in grado di raggiungere in termini di convenienza economica, affidabilità, efficienza e controllo delle emissioni. I veicoli elettrici rappresentano i principali concorrenti dei veicoli a idrogeno. Il grosso limite delle vetture elettriche è la ridotta autonomia dovuta a una bassa densità energetica delle batterie. Attualmente le batterie al litio rappresentano la migliore tecnologia disponibile e offrono prestazioni in termini di autonomia pari a 100 km per ogni 250-300 Kg di batterie ¹⁰. Inoltre presentano problemi di decadimento della capacità di

¹⁰ University of South Australia & South Australian Department of Trade and Economic Development; Albrecht, A. et al.: Technologies for sustainable vehicles. 2009

accumulo e necessitano tempi di carica di 3-8 ore per raggiungere un'autonomia di 50-100 Km ¹¹. Nella figura sottostante si nota come le prestazioni di accumulo energetico delle batterie siano inferiori a quelle dell'idrogeno.

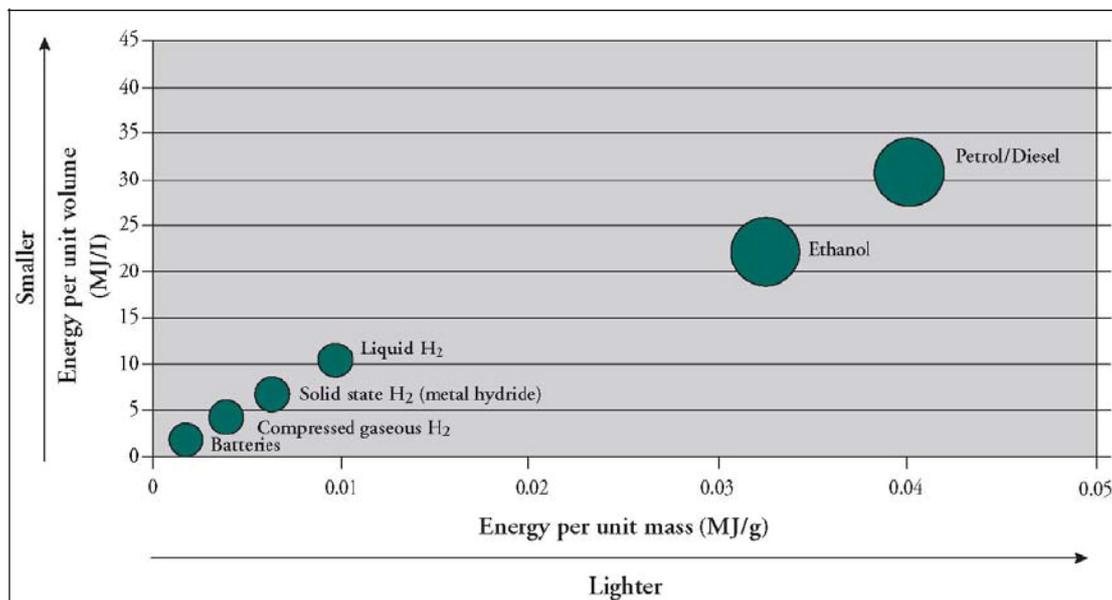


Figura 3: Densità energetica di combustibili e batterie – Fonte: King 2007

A parte il problema della limitata autonomia le auto elettriche sono in uno stato di maturità più avanzato rispetto ai veicoli a idrogeno: le auto elettriche presentano affidabilità e prestazioni superiori (in termini di coppia e velocità massima), inoltre, nonostante abbiano un prezzo più alto rispetto alle auto tradizionali, ci sono già diversi i modelli in commercio, anche con prestazioni sportive.

Un sistema dei trasporti basato sull'elettricità necessita di minori trattamenti nel ciclo produzione-distribuzione rispetto ad un sistema dei trasporti a idrogeno. Inoltre, la possibilità di utilizzare almeno in parte la rete elettrica esistente e la maggiore efficienza delle batterie rispetto alle fuel cell permette di mantenere una efficienza totale del ciclo molto alta (più del doppio rispetto all'idrogeno); è questo il principale vantaggio di un sistema dei trasporti elettrico.

¹¹ King, J.: The King Review of low-carbon cars. Part 2: recommendations for action. London 2008

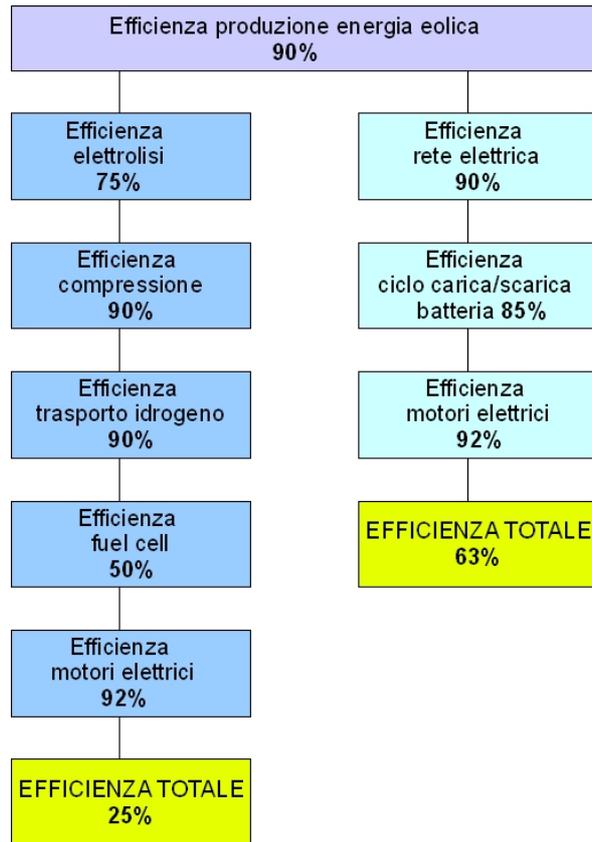


Figura 4: Efficienza ciclo a idrogeno e elettrico per i trasporti. Valori riferiti allo stato dell'arte

L'abbandono del modello dei trasporti fondato sui combustibili fossili necessita di un periodo di transizione che permetta di superare le barriere tecnologiche e sociali che emergono di fronte a una nuovo sistema energetico a basse emissioni. Le auto ibride riescono ad assicurare l'affidabilità e l'autonomia delle auto tradizionali offrendo però l'opportunità di utilizzare una propulsione a zero emissioni (elettrica o a idrogeno) e rappresentano una concreta possibilità per il passaggio verso le tecnologie del futuro.

Riferimenti bibliografici

- [1] World Energy Outlook 2008 - IEA International Energy Agency
<http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [2] World Energy Outlook 2009 Climate Change Excerpt - IEA International Energy Agency
- [3] International Energy Outlook 2009 - EIA Energy Information Administration <http://www.eia.doe.gov/>
- [4] Climate Change Report 2007: Synthesis Report - IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change <http://www.ipcc.ch>
- [5] Human Development Report 2007/2008 - HUNP Human Development Programme <http://www.undp.org/>
- [6] Sustainable Energy - without the hot air - David JC MacKay 2009
<http://withouthotair.com/>
- [7] Introduction to Hydrogen Tecnology - Press, Santhanam, Miri, Bailey, Takacs WILEY, 2008
- [8] Hydrogen Properties - US DEPARTMENT OF ENERGY
http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf
- [9] TRIAS - Sustainability Impact Assessment of Strategies Integrating Transport, Technology and Energy Scenarios - Technology trajectories for transport and its energy supply – Maggio 2006
- [10] WP7-ZERO REGIO PROJECT - IEFÉ BOCCONI www.zeroregio.com
- [11] Fuel rich catalytic combustion: Principles and technological developments in short contact time (SCT) catalytic process – L. Basini Agosto 2006
- [12] Issues in H₂ and synthesis gas technologies for refinery, GTL and small and distributed industrial needs – L. Basini
- [13] Does a Hydrogen Economy Make Sense? - Bossel, Ulf. - Proceedings of the IEEE. Vol. 94, No. 10, Ottobre 2006
- [14] Statistical Review of World Energy - BP Global – Giugno 2009

- [15] Renewable Fuels for Cross Border Transportation 2003; DLR – German Aerospace Centre; Institute of Transport Research; Institute for Energy and Environment
- [16] Technologies for sustainable vehicles - University of South Australia & South Australian Department of Trade and Economic Development; Albrecht, A. et al.: 2009
- [17] King, J.: The King Review of low-carbon cars. Part 2: recommendations for action. London 2008
- [18] Environmental impacts and impact on the electricity market of a large scale introduction of electric cars in Europe - ETC/ACC Technical Paper 2009/4 July 2009 - Florian Hacker, Ralph Harthan, Felix Matthes, Wiebke Zimmer
- [19] Da Cavendish a Lavoisier - Fabio Toscano
- [20] Studio e sviluppo di tecnologie innovative applicabili a piccole e medie imprese, per l'utilizzo di risorse energetiche rinnovabili – Andrea Colantoni, 2006
- [21] Nyserda
<http://www.getenergysmart.org/Files/Schools/Hydrogen/6HydrogenProductionSteamMethaneReforming.pdf>
- [22] www.anl.gov
http://www.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/49_2_Philadelphia_10-04_1205.pdf
- [23] HyWays project - <http://www.hyways.de/>
- [24] Pirolisi – David Chiamonti, Università degli studi di Firenze
- [25] Wind generation stabilization of fixed speed wind turbine farms with hydrogen buffer - J.J. Ugartemendia, X. Ostolaza, V. Moreno, J.J. Molina, I. Zubia
- [26] Wind energy, electricity, and hydrogen in the Netherlands.N. J. Schenk, H. C. Moll, J. Potting, and R. M. J. Benders (2007)
- [27] Biomass to hydrogen via pyrolysis and reforming - M. Mann, E. Chornet, S. Czernik and D. Wang
- [28] Confronto tra diversi sistemi di accumulo di energia - Michele Urbani, Naida Corsi

- [29] Produzione di idrogeno e altri vettori energetici da carbone – Alberto Pettinau
- [30] Fast pyrolysis of biomass: technology and applications - Tony Bridgwater, Elma Gyftopoulou - Aston University Bio-Energy Research Group, Birmingham, UK
- [31] Production d'hydrogène à partir de gaz naturel dans une station service - Estelle Courtier-Arnoux , Myriam Samba, Damien Burignat, Frédéric Guy, Roland Nierhoff
- [32] Analisi di un impianto sperimentale per la coproduzione di energia elettrica e di idrogeno da carbone con “quasi” zero emissioni di anidride carbonica - A. Calabrò, F. Samela, C. Bassano, P. Deiana – ENEA , 2009
- [33] Analisi dello stato dell'arte della ricerca scientifica nel settore della produzione di energia da biomasse - Daniele Cocco, Antonio Lallai, Giampaolo Mura, Marcella Pinna, Maria Cristina Pinna, Andrea Salis e Vincenzo Solinas – Settembre 2008
- [34] Environmental impacts and impact on the electricity market of a large scale introduction of electric cars in Europe – Critical Review of Literature

Ringraziamenti

Desidero ringraziare il dott. Luca Basini per la professionalità, la costanza e la cordialità con cui mi ha seguito durante la stesura di questa tesi. L'opportunità di poter contare sulla sua competenza negli ultimi sei mesi è stata una grande occasione di crescita personale.

Ringrazio l'ing. Giacomo Rispoli per la preziosa possibilità che mi ha dato di poter studiare e apprendere nell'ambito della ricerca ENI.

Ringrazio infine il dott. Giuseppe Gioventù e l'ing. Vincenzo Piccolo per avermi accolto e saputo indirizzare al meglio nella fase iniziale di questo studio di tesi.

Antonino Calabretta