



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale
In Ingegneria Gestionale
Sessione di Laurea marzo 2022

**Modello per la costruzione
e gestione di un impianto di produzione
e distribuzione di idrogeno verde**

Relatore:
Salvatore Mancò

Candidato:
Valerio Schiavone

Table of Contents

<i>Prefazione</i>	4
<i>Obiettivi del progetto</i>	9
1 <i>Idrogeno verde</i>	11
1.1 Caratteristiche dell'Idrogeno e classificazione.....	11
1.2 Settori di applicazione	11
1.3 Strategia Nazionale per la diffusione dell'idrogeno.....	12
2 <i>NewBusFuel: le 13 stazioni HRS in Europa</i>	14
2.1 Informazioni generali HRS	14
2.2 <i>I percorsi dell'idrogeno</i>	14
2.2.1 Produzione	15
2.2.2 Compressione	17
2.2.3 Stoccaggio.....	18
2.2.4 Distribuzione.....	20
2.3 Parametri chiave	20
3 <i>Dimensionamento Impianto</i>	25
3.1 Dati dell'impianto	25
3.2 Produzione	27
3.3 Compressione	35
3.4 Stoccaggio	44
3.5 Distribuzione	56
3.6 Produzione on-site: costo finale dell'idrogeno.....	60
3.7 produzione Off-site: costo finale dell'idrogeno	67
3.8 Altri costi.....	82
4 <i>Analisi dei risultati</i>	88
4.1 Investimento HRS	88
4.2 Variazione parametri chiave.....	89
5 <i>Costruzione HRS</i>	94
5.1 Costruzione HRS.....	94
5.2 Comparazione di prezzo.....	99
6 <i>Scenari Futuri</i>	102
6.1 Lato cliente	102
6.2 Lato Industria.....	104
7 <i>Conclusioni Finali</i>	109
<i>Elenco delle fonti</i>	110
<i>Appendice A</i>	111

A.1 Tasso Interno di rendimento.....	111
A.2 Rwacc costo medio ponderato del capitale	111
A.3 Rendimento azionisti.....	112
A.4 Capital Recovery Factor.....	113

Indice delle Tabelle

Tabella 1.. Dati operativi delle 13 stazioni aderenti al progetto NewBusFuel.....	20
Tabella 2. Range, Media Aritmetica e Media Troncata dei dati	21
Tabella 3. Principali dati dell'impianto.....	25
Tabella 4. Dati relativi all'elettrolizzatore PEM	29
Tabella 5. Dati riassunti dell'elettrolizzatore PEM.....	31
Tabella 6. Dati del reformer a vapore SMR.....	32
Tabella 7. Dati riassuntivi reformer SMR.....	34
Tabella 8. Dati relativi al consumo di acqua in fase di produzione.	34
Tabella 9. Dati principali del compressore standard.....	36
Tabella 10. Dati principali del compressore standard.....	38
Tabella 11. Dati riassuntivi del compressore booster	40
Tabella 12. Dati relativi alla Cryopump.....	42
Tabella 13. Dati riassuntivi della cryopump	44
Tabella 14. Dati relativi al magazzino a cascata	46
Tabella 15. Dati riassuntivi del magazzino a cascata.....	48
Tabella 16. Dati relativi al magazzino a pressione costante	49
Tabella 17. Dati riassuntivi magazzino a pressione costante	51
Tabella 18. Dati relativi al magazzino a bassa pressione.....	52
Tabella 19. Dati riassuntivi del magazzino a bassa pressione.	54
Tabella 20. Dati relativi al magazzino di idrogeno liquido.....	55
Tabella 21. Dati riassuntivi del magazzino di idrogeno liquido	56
Tabella 22. Dati relativi al dispenser	57
Tabella 23. Dati riassuntivi del dispenser	58
Tabella 24. Dati relativi allo scambiatore di calore/evaporatore	59
Tabella 25. Dati relativi all'evaporatore/scambiatore di calore	60
Tabella 26. Costo totale dell'idrogeno in caso di magazzino a cascata, PEMEL	61
Tabella 27. Costo totale dell'idrogeno in caso di magazzino a pressione costante, PEMEL	62
Tabella 28. Costo finale dell'idrogeno in caso di magazzino a bassa pressione, PEMEL.....	63
Tabella 29. Costo finale dell'idrogeno in caso di magazzino a cascata, SMR	64
Tabella 30. Costo finale dell'idrogeno in caso di magazzino a pressione costante, SMR.....	65
Tabella 31. Costi finale dell'idrogeno in caso di magazzino a bassa pressione, SMR	66
Tabella 32. Dati relativi al condotto.....	69
Tabella 33. Dati riassuntivi del condotto	70
Tabella 34. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off site tramite condotto, PEMEL	70
Tabella 35. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off site tramite condotto, SMR.....	71
Tabella 36. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site tramite camion, PEMEL.....	73
Tabella 37. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site tramite camion, SMR.....	74
Tabella 38. Dati relativi ai camion a pressione uguale a quella del serbatoio	76
Tabella 39. Dati riassuntivi del camion	77
Tabella 40. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site, rifornita tramite camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, PEMEL	77
Tabella 41. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site, rifornita tramite camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, SMR.....	78
Tabella 42. Costo di produzione dell'idrogeno liquido, PEMEL	80
Tabella 43. Costo di produzione dell'idrogeno liquido, SMR.....	80
Tabella 44. Costo finale dell'idrogeno liquido in caso di produzione off-site, PEMEL.....	80
Tabella 45. Costo finale dell'idrogeno liquido in caso di produzione off-site, SMR	81
Tabella 46. Costi di manutenzione dei macchinari	83

Tabella 47. Costi totali di manutenzione in caso di produzione on-site	83
Tabella 48. Costi totali di manutenzione in caso di produzione off-site.....	83
Tabella 49. Costi di setup, espressi in percentuale del capitale investito.....	84
Tabella 50. Costi totali di set up in caso di produzione on-site	84
Tabella 51. Costi totali di set up in caso di produzione off-site.....	84
Tabella 52. Costi del personale per una stazione da 3000 kg H2/giorno	85
Tabella 53. Affitto del terreno in caso di produzione on-site e off-site	87
Tabella 54. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno in caso di produzione on-site.....	88
Tabella 55. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno in caso di produzione off-site	89
Tabella 56. Ampliamento del numero di macchinari (rump-up phase)	95
Tabella 57. Componenti del costo finale dell'idrogeno	96
Tabella 58. Conto economico della stazione HRS nei primi tre anni di attività	97
Tabella 59. Conto economico della stazione HRS raggiunto il pieno regime operativo	98
Tabella 60. Prezzo al kg dei principali carburanti in commercio.....	100
Tabella 61. Consumo di carburante per un bus di 12 metri ogni 100 km per i principali carburanti in commercio.....	100
Tabella 62. Prezzo dei principali carburanti di un bus da 12 metri per percorrere 100 km	100
Tabella 63. Confronto tra Idrogeno, Diesel e Benzina.....	100
Tabella 64. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno, oggi	105
Tabella 65. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno, 2030.....	105
Tabella 66. Riduzione percentuale dei costi di mantenimento della stazione HRS, 2030	105
Tabella 67. Comparazione di costo di un bus da 12 metri per percorrere 100 km, best scenario	106
Tabella 68. Confronto tra scenari.....	108

Indice delle Figure

Figura 1	Mappa delle stazioni aderenti al progetto NewBusFuel	9
Figura 2	Percorsi dell'idrogeno.....	15
Figura 3	Schema di un magazzino a cascata a tre livelli di pressione (HP, MP, LP)	19
Figura 4	Percorsi dell'idrogeno.....	25
Figura 5	Prezzo dell'energia elettrica nei principali paesi europei	26
Figura 6	Prezzo del gas naturale nei principali paesi europei	27
Figura 7	Percorso dell'idrogeno in caso di produzione on-site.....	28
Figura 8	Percorso dell'idrogeno in caso di utilizzo del compressore standard.....	35
Figura 9	Percorso dell'idrogeno in caso di utilizzo di booster compressor	39
Figura 10	Percorso dell'idrogeno liquido	42
Figura 11	Tipologie di magazzino	45
Figura 12	Percorso dell'idrogeno in caso di magazzino a cascata.....	45
Figura 13	Percorso dell'idrogeno in caso di magazzino a pressione costante	48
Figura 14	Percorso dell'idrogeno in caso di magazzino a bassa pressione.....	51
Figura 15	Percorso dell'idrogeno quando si presenta allo stato liquido	54
Figura 16	Posizionamento del dispenser nel processo produttivo	57
Figura 17	Percorso dell'idrogeno gassoso e liquido	59
Figura 18	Costi operativi in caso di magazzino a cascata, PEMEL.....	61
Figura 19	Costi di capitale in caso di magazzino a cascata, PEMEL	61
Figura 20	Costi operativi in caso di magazzino a pressione costante, PEMEL	62
Figura 21	Costi di capitale in caso di magazzino a pressione costante, PEMEL.....	62
Figura 22	Costi operativi in caso di magazzino a bassa pressione, PEMEL	63
Figura 23	Costi di capitale in caso di magazzino a bassa pressione, PEMEL	63
Figura 24	Costi operativi in caso di magazzino a cascata, SMR	64
Figura 25	Costi di capitale in caso di magazzino a cascata, SMR.....	64
Figura 26	Costi operativi in caso di magazzino a pressione costante, SMR.....	65
Figura 27	Costi di capitale in caso di magazzino a pressione costante, SMR	65
Figura 28	Costi operativi in caso di magazzino a bassa pressione, SMR	66
Figura 29	Costi di capitale in caso di magazzino a bassa pressione, SMR.....	66
Figura 30	Percorsi dell'idrogeno in caso di produzione off-site.....	68
Figura 31	Costi operativi in caso di condotto, PEMEL	71
Figura 32	Costi di capitale in caso di condotto, PEMEL	71
Figura 33	Costi operativi in caso di condotto, SMR.....	72
Figura 34	Costi di capitale in caso di condotto, SMR.....	72
Figura 35	Costi operativi in caso di rifornimento tramite camion, PEMEL	73
Figura 36	Costi di capitale in caso di rifornimento tramite camion, PEMEL.....	74
Figura 37	Costi operativi in caso di rifornimento tramite camion, SMR.....	74
Figura 38	Costi di capitale in caso di rifornimento tramite camion, SMR	75
Figura 39	Costi operativi in caso di camion con pressione uguale a quella dei serbatoi, PEMEL	77
Figura 40	Costi di capitale in caso di camion con pressione uguale a quella dei serbatoi, PEMEL....	78
Figura 41	Costi operativi in caso di camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, SMR	78
Figura 42	Costi di capitale in caso di camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, SMR.....	79
Figura 43	Costi operativi in caso di idrogeno liquido, PEMEL.....	80
Figura 44	Costi di capitale in caso di idrogeno liquido, PEM	81
Figura 45	Costi operativi in caso di idrogeno liquido, SMR	81
Figura 46	Costi di capitale in caso di idrogeno liquido, SMR	82
Figura 47	Superficie occupata dalla stazione HRS in caso di produzione on site	86

Figura 48. Superficie occupata dalla stazione HRS in caso di produzione off-site	86
Figura 49. Variazione del costo finale dell'idrogeno al variare della domanda giornaliera	90
Figura 50. Variazione del costo diretto di produzione al variare del prezzo dell'energia, PEMEL	91
Figura 51. Variazione del costo diretto di produzione al variare del prezzo del metano, SMR	91
Figura 52. Variazione del costo finale dell'idrogeno al variare del production factor	92
Figura 53. Variazione dei costi di compressione al variare del distribution factor.....	93
Figura 54. Componenti del costo finale dell'idrogeno.....	96
Figura 55. Flussi di cassa cumulati della stazione HRS.....	98
Figura 56. Riduzione percentuale del costo di acquisto di un bus ad idrogeno 1990-2015	103

Prefazione

Ho eseguito questa ricerca dato il mio interesse per le energie rinnovabili e per la loro applicazione futura. Oggigiorno sovrviene sempre più l'indispensabilità del ruolo della generazione Z contro il cambiamento climatico. È inutile soffermarsi su come un'economia volta alla sovrapproduzione e al consumo di essa nel XXI secolo abbia condotto al sovra-utilizzo delle risorse disponibili, indifferenti dalle conseguenze ambientali e sociali di cui siamo vittime.

Sebbene il nostro presente sia colto quasi impreparato da geniali invenzioni che contribuirebbero notevolmente a ridurre l'inquinamento del pianeta, un numero molto ridotto di esse viene implementato e successivamente diffuso su larga scala. Durante il mio percorso accademico ho compreso che la sola propensione teorica verso condotte socioeconomiche sostenibili non è motivazione sufficiente all'adozione di nuova tecnologia. La diffusione di una Tecnica eco-compatibile è determinata da anche, ma soprattutto, altri parametri, quali la fattibilità economica, le *performances*, la maturità tecnologica e la capacità di questa di coesistere con l'architettura preesistente.

Per tali ragioni personali, ho deciso di strutturare la seguente Tesi di Laurea Magistrale analizzando l'infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno verde da un punto di vista gestionale, determinandone i costi e le modalità con cui questa tecnologia energetica può coesistere o sostituire le attuali presenti in commercio.

Negli ultimi anni, il passo del cambiamento climatico si è fatto pesante, abbattendosi senza remore sul sistema antropico e portando le organizzazioni politiche a prendere drastiche decisioni per favorire la transizione verso il paradigma della Green Economy. A mio parere, è qui che la figura dell'ingegnere gestionale trova la sua massima espressione: accompagnare un profondo cambiamento tecnologico.

L'analisi è stata condotta seguendo un criterio di ricerca scientifico, analizzando reports e progetti in essere nelle principali aziende del settore energetico, in particolare:

- NewBusFuel, Reuter 2017
- D.O.E Hydrogen and Fuel cells Program Review, Houchins 2020
- Future Distributed PEM Electrolysis, G. Saur 2019
- H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Model, Nextant 2008

Concludendo, vorrei ringraziare il Professore Salvatore Mancò per l'opportunità concessa e, soprattutto, per l'appoggio didattico dispensato per l'intera durata del progetto.

Vorrei ringraziare profondamente la mia famiglia, il punto fermo della mia vita.

Dedico questo progetto a tutti i giovani impegnati nella battaglia al cambiamento climatico, l'unica battaglia che siamo disposti a combattere.

Obiettivi del progetto

Data la pressione della comunità internazionale per una rapida e decisa transizione verso quella che oggi viene chiamata green economy, l'apparato economico-produttivo deve necessariamente porsi dinanzi ad una rivalutazione dei propri processi di produzione e stoccaggio energetico. Il progetto che viene esposto in questo scritto ha come oggetto la generazione di idrogeno verde, sia da un punto di vista tecnico, sia da uno maggiormente economico. L'analisi qui proposta vede nella struttura di produzione di idrogeno verde di Bolzano un ottimo caso di studio. Questo stabilimento è uno dei tredici che collaborano al progetto *NewBusFuel* che dal 2015 supporta energeticamente il servizio di trasporto pubblico lungo l'autostrada del Brennero. Questa iniziativa ha trovato in Fuel Cell e Hydrogen Joint Undertaking il suo partner fondatore mentre è finanziata da partner europei come Hydrogenics, ITM power e H2 logic¹. A livello europeo, invece, la produzione di idrogeno verde si sta affermando sempre più e, nonostante la maturazione tecnologica a sostegno di questa fonte energetica alternativa ai carbon fossili sia ancora acerba, la diffusione di questo tipo di stabilimenti sembra inarrestabile. Solo in Germania, ad esempio, se ne possono contare trentadue.

Come anticipato nel precedente paragrafo, il progetto raccoglie i principali dati derivanti dalle 13 stazioni aderenti al progetto *New Bus Fuel* per la determinazione dei principali parametri di produzione, al fine di presentare un modello applicativo dei costi di produzione e monitoraggio di una stazione di rifornimento ad idrogeno. La mappa delle stazioni è presentata in figura 1.



Figura 1 Mappa delle stazioni aderenti al progetto *NewBusFuel*

¹ vedi l'elenco completo su <http://newbusfuel.eu/partners/>.

Analizzando i dati e combinandoli tra loro si sono derivate numerose informazioni riguardanti le stazioni, dal costo di costruzione e di produzione alla domanda di idrogeno giornaliera e al consumo di elettricità ecc.

Nel **primo** capitolo del progetto è presentata la classificazione dell'idrogeno e i principali settori di applicazione. Vi è inoltre una sezione dedicata alla strategia nazionale dell'idrogeno dei prossimi 30 anni, con particolare focus sugli investimenti previsti e sui target prefissati.

Il principale obiettivo del progetto, trattato nel **secondo** e **terzo** capitolo, è di calcolare il costo/kg dell'idrogeno e di scomporlo nelle sue componenti principali (costo di produzione, di stoccaggio, di compressione e distribuzione), presentando le varie tecniche di produzione (elettrolisi o reformer a vapore), di compressione (standard, booster, Cryopompa), di stoccaggio (magazzino a cascata, pressione costante o bassa pressione), di distribuzione (condotto, camion) e le loro differenze in termini di prestazioni, consumi e costi. Il modello presenta inoltre una distinzione tra Idrogeno Gassoso (95% delle stazioni) e liquido, e le differenze che ne conseguono.

L'intenzione iniziale era quella di utilizzare la stazione di Bolzano come benchmark, tuttavia, recuperare i dati necessari si è rivelato impossibile per motivi di privacy aziendale, che non permette la divulgazione di informazioni sensibili. Per tale ragione, si è pensato di idealizzare una stazione modello, avente come parametri la media dei dati derivanti dalle tredici stazioni. Sebbene questa stazione non sia fisicamente esistente, i dati medi derivati dalle rilevazioni condotte nei tredici stabilimenti permette di definire in modo sufficientemente preciso i parametri fondamentali, risultando in linea con quelli evidenziati nel progetto NBF².

Proseguendo al **quarto** capitolo, si presenta l'analisi dei risultati ottenuti, evidenziando i principali parametri e gli effetti sui costi di produzione e costruzione al variare degli stessi.

Il **quinto** capitolo tratta l'effettiva costruzione della stazione HRS, valutandone i principali parametri economici e finanziari (Investimento richiesto, tassi di rendimento, prezzo di vendita dell'idrogeno ecc) e presentando inoltre un'analisi comparativa con i principali carburanti attualmente in commercio (diesel e benzina).

Il lavoro si conclude con **sesto** capitolo, presentando i potenziali sviluppi futuri della tecnologia, confrontati in tre scenari differenti: Worst, Normal e Best. Per ogni scenario è valutata economicamente la costruzione della relativa stazione HRS.

² N.B.F. New Bus Fuel

1 Idrogeno verde

Caratteristiche dell'Idrogeno e classificazione

L'idrogeno è l'elemento più abbondante dell'universo, principale costituente delle stelle dove è presente come plasma e rappresenta il combustibile delle reazioni termonucleari. Tuttavia, sulla Terra è scarsamente presente allo stato libero e molecolare, combinandosi sempre con altri elementi (acqua, metano ecc). Dunque, per poter essere utilizzato in applicazioni energetiche, deve prima essere rilasciato, cioè separato dal resto degli elementi.

Per eseguire questa operazione è necessario eseguire numerosi processi, spendendo energia. Questo definisce l'idrogeno come un vettore energetico e non una fonte di energia (come, ad esempio, i combustibili fossili). L'idrogeno è quindi un elemento in grado di immagazzinare energia, che può poi essere rilasciata in maniera controllata altrove.

L'idrogeno è classificato per colore, in base alla sua origine e alla quantità di anidride carbonica rilasciata durante la sua produzione. Si suddivide in:

- **Idrogeno marrone:** si ottiene attraverso la gassificazione del carbone, rilasciando anidride carbonica durante il processo produttivo. È il processo più inquinante, e per tanto, l'idrogeno così prodotto è chiamato anche idrogeno nero.
- **Idrogeno grigio:** si ottiene dal reforming del gas naturale. Attualmente rappresenta la produzione più abbondante (circa il 50%) e più economica. La produzione di 1 tonnellata di H₂ rilascia nell'atmosfera dalle 7 alle 9 tonnellate di CO₂.
- **Idrogeno blu:** come l'idrogeno grigio, si ottiene dal reforming del metano. Tuttavia, tramite i sistemi di cattura del carbonio, circa il 90% della CO₂ prodotta non viene emessa nell'atmosfera ma è utilizzata successivamente per produrre, ad esempio, combustibili sintetici.
- **Idrogeno verde:** è il processo che tramite elettrolisi dell'acqua, utilizzando energia elettrica produce idrogeno H₂ senza emettere anidride carbonica CO₂. Se l'energia elettrica è fornita da fonti rinnovabili (eolico, pannelli solari ecc) il processo risulta di fatto 100% sostenibile. Tuttavia, è il processo più costoso in termini di dispendio di energia e costo dei macchinari utilizzati (elettrolizzatore, compressore ecc).

Il progetto di tesi si svilupperà analizzando principalmente l'**idrogeno verde** prodotto tramite elettrolisi dell'acqua. Tuttavia, per offrire una più ampia e completa visione della produzione di idrogeno in tutte le sue forme, si è contemporaneamente analizzata la produzione di idrogeno grigio tramite reforming a vapore, attualmente la più diffusa ed utilizzata.

Settori di applicazione

L'idrogeno è largamente utilizzato in vari settori, tra i principali troviamo:

- **Trasporti:** l'idrogeno può essere impiegato nel settore dei trasporti utilizzandolo come combustibile. Infatti, grazie all'utilizzo della cella a combustibile, è possibile convertire l'energia chimica dell'idrogeno in energia elettrica e calore senza utilizzare cicli

termici. Il processo è esattamente opposto all'elettrolisi: quando si scinde l'acqua H_2O in H_2 e O_2 è necessario fornire corrente elettrica, invertendo il processo si ottiene corrente ed acqua. L'energia così prodotta alimenta il motore elettrico del veicolo.

Il segmento dei veicoli leggeri alimentati a combustibili con basso impatto ambientale è dominato dall'elettrico. Tuttavia, il segmento dei trasporti pesanti (bus, camion, treni ecc) responsabile del 10% delle emissioni totali dei trasporti, si presta particolarmente a questa tecnologia.

- **Industria e acciaierie:** è utilizzato nel processo di trattamento dell'acciaio nella fase di tempra, permettendo di abbattere il calore da 700 a 10 gradi senza creare ossidazioni.
- **Deposito di energia:** lo stoccaggio di energia è un fattore fondamentale per poter ottimizzare al meglio il suo utilizzo. Infatti, molto spesso il momento di produzione non coincide con quello del suo utilizzo e, per evitare sprechi, è necessario immagazzinarla. L'utilizzo di batterie elettriche a questo scopo risulta molto pericoloso nel lungo periodo, causando pericoli di incendi. Per tanto, l'idrogeno è utilizzato per immagazzinare energia nel lungo periodo, in cisterne o caverne di sale, permettendo così di utilizzarla quando necessario. Questa applicazione trova il principale utilizzo nei siti remoti, quali isole o rifugi di montagna, o nel settore agricolo durante l'inverno, per attività come l'aratura o il riscaldamento serre. Spesso, infatti, la produzione di energia non è sufficiente a coprirne il fabbisogno e la disponibilità di un 'magazzino' per gestire i picchi di domanda diventa un fattore fondamentale.
- **Chimica:** l'idrogeno può supportare la decarbonizzazione dei settori cosiddetti 'hard to abate', caratterizzati da un'alta intensità energetica e dalla mancanza di soluzioni scalabili di elettrificazione. Tra questi settori troviamo il chimico e la raffinazione di petrolio, in cui l'idrogeno è impiegato come materia prima per la produzione di prodotti chimici di base come l'ammoniaca o il metanolo.

Il progetto di tesi si concentra sul settore dei trasporti pesanti, in particolare **sui bus da 12 o 18 metri** alimentati a idrogeno, analizzando l'infrastruttura produttiva e distributiva.

Strategia Nazionale per la diffusione dell'idrogeno.

L'idrogeno occupa un'importante posizione per contribuire agli obiettivi nazionali ed ambientali riguardo il processo di decarbonizzazione, specialmente se prodotto da fonti energetiche rinnovabili attraverso l'elettrolisi. In particolare, per il prossimo decennio il Governo prevede l'applicazione dell'idrogeno nel settore dei trasporti pesanti, responsabili del 10% delle emissioni totali del settore. Il panorama normativo si sta evolvendo, stabilendo nuovi standard di emissioni per gli Original Equipment Manufacturers (OEMs), con particolare focus sul processo di decarbonizzazione. Infatti, le nuove normative richiederanno una riduzione di emissione pari al 15% e al 30% sui nuovi veicoli venduti, rispettivamente entro il 2025 e il 2030.³

Per raggiungere questi nuovi obiettivi, gli OEMs investono in motori alternativi, per sostituire gli attuali carburanti diesel con carburanti a minori emissioni di carbonio (idrogeno, biocarburanti, biometano) o motori elettrici. È importante sottolineare che a guidare la scelta dei consumatori non è solo il minor costo del prodotto, ma anche parametri tecnici come il

³ Mton= metro tonnellate, corrispondenti a 1000 kg.

tempo di rifornimento o il kilometraggio percorso. Sebbene i camion a celle a combustibile non siano ancora economicamente competitivi, presentano risultati migliori in termini di kilometraggio e tempi di ricarica. Per tanto, riducendo il costo di veicoli e carburante (idrogeno), i camion a cella a combustibile potranno diventare competitivi con i camion alimentati a diesel.

Il mercato europeo dei camion alimentati ad idrogeno è in forte espansione, prevedendo una penetrazione di almeno il 2% di una flotta nazionale totale di circa 200'000 veicoli entro il 2030. Per sostenere una tale crescita è necessaria un'espansione completa della tecnologia delle celle a combustibile e degli investimenti nelle infrastrutture. In particolare, è necessario realizzare una rete di distribuzione dedicata con numerose stazioni di rifornimento, posizionate nelle aree strategiche per il trasporto su mezzi pesanti. Verosimilmente, la domanda di idrogeno si concentrerà in determinate aree, permettendo la nascita delle 'hydrogen valleys' dove potranno essere potenzialmente creati dei modelli di collaborazione in aree fortemente industrializzate. L'obiettivo è di aggregare le differenti applicazioni dell'idrogeno per una gestione combinata dal punto di vista produttivo, così da massimizzare le sinergie e i ritorni sugli investimenti nelle infrastrutture.

In uno scenario di completa decarbonizzazione, la penetrazione dei camion alimentati ad idrogeno potrebbe raggiungere l'80% entro il 2050, corrispondente a circa 160'000 veicoli.

A livello operativo, per ridurre velocemente i costi di produzione è fondamentale aumentare la capacità di produzione degli elettrolizzatori, aumentando così la competitività dell'idrogeno. A livello politico invece, è necessaria l'introduzione di soglie/standard di bassa emissione di carbonio, che obblighino i produttori a seguire il cambiamento tecnologico.

Per soddisfare una domanda del 2% entro il 2030 è necessario innanzitutto definire le modalità con cui è prodotto l'idrogeno: totalmente in loco, produzione in loco con trasporto di energia elettrica o produzione separata dal luogo di distribuzione (produzione decentralizzata). I vantaggi e svantaggi delle tipologie sono ampiamente descritti nel progetto (vedi sezione XX). Inoltre, per produrre il volume di idrogeno richiesto, sarà necessaria una consistente quantità di energia elettrica rinnovabile, espandendo quindi i siti di produzione di energia solare o eolica.

A tal proposito, il Governo prevede l'installazione di circa 5 GW di capacità dedicata all'elettrolisi entro il 2030 e il finanziamento di circa 10 Miliardi di euro di investimenti nell'infrastruttura e ricerca e sviluppo tra il 2020 e il 2030. L'obiettivo è quello di ridurre le emissioni di CO₂ fino a 8 Mton¹ e di stimolare la crescita delle imprese nel settore grazie ai finanziamenti, potenziando la loro economia (direttamente) e l'intera catena di fornitura (indirettamente).

Il PIL sarà stimolato con un impatto stimato a 25-27 Miliardi di euro nei prossimi 20 anni, impattando positivamente sull'occupazione, creando oltre 200'000 posti di lavoro.

Infine, è necessario sviluppare tecnologie adeguate all'impiego finale dell'idrogeno, come le celle a combustibile; esiste un'opportunità concreta di sviluppare un'industria locale competitiva, incentivando la Ricerca e Sviluppo nel settore.

2 *NewBusFuel*: le 13 stazioni HRS in Europa

In questo capitolo sono presentate le informazioni generali di una stazione di servizio e le diverse tecnologie di produzione, compressione, immagazzinamento e distribuzione dell'idrogeno. Successivamente, sono definiti i parametri chiave per il dimensionamento dell'impianto.

Informazioni generali HRS

Le stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) sono utilizzate per trasferire idrogeno a bordo dei veicoli, dove verrà utilizzato come carburante per la cella a combustibile (*fuel cell*). L'idrogeno può essere distribuito in forma gassosa (GH₂) o liquida (LH₂), ma è la prima tipologia a dominare il mercato dei bus.

Durante il processo di rifornimento, l'idrogeno gassoso fluisce all'interno del serbatoio fino al raggiungimento della massima pressione. Questo fattore è influenzato non solo dalla dimensione del serbatoio, ma anche dalla temperatura dell'ambiente circostante e della tipologia di idrogeno inserito (al variare della temperatura varia la densità e, quindi, la pressione). L'idrogeno viene consumato come combustibile nella *fuel cel*, producendo elettricità e acqua (H₂O) e riducendo la pressione nel serbatoio.

Le stazioni di rifornimento si dividono in due macro-tipologie. Se l'idrogeno è prodotto e distribuito in loco si tratta di un sito di produzione **on-site**, se invece è prodotto in un centro dislocato e successivamente consegnato come prodotto finito alla stazione di rifornimento, si tratta di un sito di produzione **off-site**.

La maggior parte dei veicoli alimentati ad idrogeno è costituita da bus e macchine, aditi al trasporto di persone o carichi. È chiaro che le evidenti differenze in termini di dimensioni comportano differenti livelli di pressione all'interno dei corrispettivi serbatoi. Per quanto riguarda i veicoli leggeri, l'idrogeno deve essere compresso ad una pressione maggiore per ottimizzare lo spazio disponibile, evidenziando una relazione inversamente proporzionale tra dimensione del serbatoio e pressione. Generalmente, si utilizzano due standard di pressione: 350 bar per i veicoli pesanti e 700 bar per quelli leggeri.

La gestione dell'idrogeno in caso di pressione a 350 bar presenta notevoli vantaggi: componenti meno complessi e meno costosi, aumento della disponibilità di approvvigionamento presso la stazione. Inoltre, la compressione a 350 bar richiede un minor dispendio di energia consumata, esattamente come la fase di raffreddamento dell'idrogeno (*pre-cooling*). I vantaggi qui esposti corrispondono agli svantaggi che la compressione a 700 bar presenta ma, non è escluso che, con il progredire della tecnologia, queste differenze siano appianate. In ogni caso, la pressione di 350 bar per il serbatoio dei bus rappresenta lo standard più diffuso e lo sarà per un ragionevole futuro.

I percorsi dell'idrogeno

Il percorso effettuato dall'idrogeno all'interno della stazione è rappresentato in figura 2

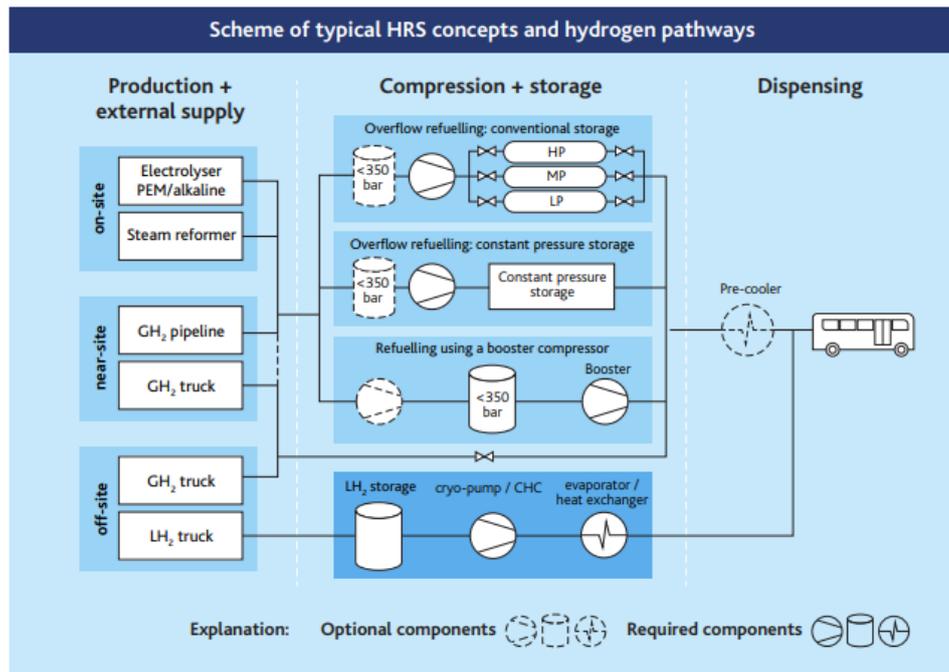


Figura 2. Percorsi dell'idrogeno

SI distinguono quattro fasi principali:

- 2.2.1) Produzione o fornitura esterna
- 2.2.2) Compressione
- 2.2.3) Stoccaggio
- 2.2.4) Distribuzione

2.1.1 Produzione

Produzione in loco (on-site)

Per quanto concerne la produzione, le tecnologie utilizzate sono essenzialmente **l'elettrolisi** o il reforming con vapore (**steam methane reformer**). L'elettrolizzatore utilizza elettricità per separare l'acqua in idrogeno H₂ e ossigeno O₂. Lo steam reformer invece, utilizza idrocarburi (principalmente il metano) e vapore acqueo per produrre idrogeno con una reazione catalitica (Steam Methane Reformer- SMR). Il reformer è una tecnologia datata, a differenza dell'elettrolisi dell'acqua che si è diffusa solo recentemente. Nonostante questa apparente differenza in modernità, entrambe le tecnologie presentano vantaggi e svantaggi.

In generale, l'elettrolizzatore risulta più facile da sostituire in caso di guasto rispetto al reformer, garantendo una maggiore flessibilità in termini operativi. Inoltre, presenta un'efficienza in termini di intensità di corrente richiesta. Il reformer invece, utilizzando metano presenta dei costi ridotti in termini di materia prima (il metano costa meno dell'elettricità). Entrambi i processi utilizzano acqua per produrre direttamente (elettrolisi) o indirettamente (reformer) l'idrogeno.

Per l'elettrolisi dell'acqua sono utilizzate due tecnologie: l'elettrolizzatore alcalino e l'elettrolizzatore che sfrutta il processo del 'Proton membrane exchange' (PEM). Le differenze tra queste tecnologie riguardano principalmente la reattività con cui è possibile variare il

volume produttivo. Infatti, Il PEM aumenta la sua % di operatività dal 10 al 100% in pochi secondi [Rob Cockerill, 2019] rendendolo adatto a produzioni dislocate o a centri di produzione e distribuzione a ridotti volumi produttivi (<3000 kg/day).

Data l'assenza di particolari differenze in termini di consumi, flussi operativi o costo dei macchinari energia tra le due tipologie di elettrolizzatori, nel progetto di tesi si è deciso di proseguire l'analisi di costo della stazione HRS utilizzando esclusivamente **Elettrolizzatori PEM**. Per quanto riguarda invece il **reformer a vapore**, date le profonde differenze rispetto all'elettrolizzatore in termini di tecnologia utilizzata, si è deciso di svolgere due distinte analisi di costo.

Fornitura esterna (off-site)

L'idrogeno può anche essere prodotto in uno stabilimento dislocato e successivamente consegnato alla stazione di rifornimento. Questa soluzione potrebbe presentare numerosi vantaggi in termini di efficienza dall'eventuale sfruttamento di economie di scala e di apprendimento: producendo idrogeno in un centro delocalizzato i volumi di produzione saranno verosimilmente superiori a quelli di un centro con produzione on-site, presentando efficienza in termini di costi (miglior contratti con i fornitori, accesso diretto alle materie prime e alle fonti di energia rinnovabile, migliore posizionamento geografico ecc). In secondo luogo, l'idrogeno può essere realizzato come bio-prodotto tramite sub-processi industriali, come nel processo per la produzione di cloro oppure la parziale ossidazione degli idrocarburi nel processo di raffinazione del petrolio.

Il processo di produzione e i relativi costi variano a seconda che l'idrogeno sia consegnato in forma gassosa o liquida.

In fase di produzione, l'idrogeno **liquido** presenta uno step aggiuntivo nell'iter di produzione: per raggiungere la liquefazione è necessario portare l'idrogeno gassoso a -253°C , temperatura stabilita per il cambiamento di stato. Ne conviene che questo processo aggiuntivo aumenti inevitabilmente il costo operativo poiché caratterizzato da un modesto consumo di energia elettrica.

In fase di distribuzione invece, l'idrogeno liquido o gassoso può essere consegnato tramite condotto o camion, a seconda della distanza presente tra il centro di produzione e la stazione HRS.

- **Liquido vs gassoso:** lo studio *Urban buses: alternative powertrains for Europe* [McK – Urban buses] determina una convenienza economica nell'utilizzo di idrogeno liquido se la distanza tra il centro di produzione e la stazione di servizio è superiore ai **275 km**. Infatti, i maggiori costi di produzione possono essere compensati dal decurtamento dei costi logistici di trasporto⁴, risparmio ottenibile soltanto percorrendo una determinata distanza.
- **Condotta vs Camion:** lo stesso studio prevede che la distanza critica per l'utilizzo di condotto o di camion per il trasporto sia di **5 km**: percorrendo una distanza superiore i camion sono convenienti dati gli alti investimenti necessari per la realizzazione del

⁴ Allo stato liquido l'idrogeno occupa un volume minore, permettendo di trasportare più idrogeno a parità di portata del condotto/camion)

condotto mentre, se il centro è localizzato ad una distanza inferiore, il condotto presenta efficienza in termini di perdite di carico e di disponibilità del prodotto.

Infatti, lo studio *Natural gas pipelines for hydrogen transportation* di ALPHEA HYDROGENE⁵ mostra come un condotto possa trasportare fino a 100'00 Nm³/ora (all'incirca 9000 kg di idrogeno ogni ora) per brevi distanze, una portata nettamente superiore a quella di qualsiasi camion disponibile in commercio.

2.1.2 Compressione

L'unità di compressione è presente in quasi tutte le stazioni di HRS. Se prodotto on-site, la pressione dell'idrogeno deve essere aumentata per poter fluire nel serbatoio dei bus. Solo nel caso in cui l'idrogeno sia immagazzinato ad una pressione superiore a quella del serbatoio dei bus non è necessaria l'unità di compressione, poiché l'idrogeno fluisce naturalmente dal punto di pressione maggiore a quello minore, fino al raggiungimento dell'equilibrio.

Se l'idrogeno è allo **stato gassoso**, sono utilizzate generalmente due tipologie di compressori industriali: il Compressore standard a funzionamento continuo e il Booster compressor, utilizzato esclusivamente durante il rifornimento dei bus. La scelta di quale tipologia di compressore utilizzare dipende dalla struttura della filiera produttiva:

- Il **compressore standard** è utilizzato posteriormente alla produzione per comprimere l'idrogeno prodotto al fine di immagazzinarlo. L'idrogeno ha così già raggiunto la pressione necessaria per fluire naturalmente nel serbatoio dei bus, senza necessitare di ulteriori operazioni (eccetto il raffreddamento dove necessario⁶). Inoltre, utilizzando il compressore successivamente alla produzione, il suo *production factor*⁷ è il medesimo che si ottiene nella fase di produzione, circa il 75%.
- Il **booster compressor** invece, è posizionato successivamente al magazzino nel processo: l'idrogeno prodotto viene subito immagazzinato in un buffer a bassa pressione e solo quando si presenta la domanda di rifornimento è compresso al fine di raggiungere i livelli di pressione ottimali all'imbocco del serbatoio. Così facendo, il compressore è attivo solo durante il rifornimento, intervallo di tempo solitamente inferiore a quello dedicato per la produzione.

In termini di costo, le differenze sono però più che proporzionali alla potenza: il compressore standard risulta essere meno efficiente in termini di consumi, assorbendo una quantità di energia leggermente maggiore a parità di kg di idrogeno processati. Tuttavia, il booster compressor deve processare grandi volumi in breve tempo e, dunque, richiederà una potenza maggiore, il che si traduce in un aumento di costo.

I compressori differiscono tra loro anche per la tecnica con cui comprimono l'idrogeno. È possibile utilizzare il **compressore alternativo**, che utilizza un pistone ad aria compressa, o il **compressore a membrana**, il quale utilizza una membrana per separare l'idrogeno dalle parti meccaniche per evitare l'usura. In un terzo caso è possibile impiegare il **compressore a pistone**

⁵ European Network and Center of Expertise on Hydrogen and its Applications.

⁶ Si vuole precisare che a volte sono necessarie operazioni aggiuntive come il raffreddamento dove si evidenzia la necessità di abbassare la temperatura del fluido.

⁷ *Production Factor*: fattore che indica la percentuale di ore giornaliere in cui il macchinario è attivo.

liquido ionico che, grazie al liquido ionico insolubile in idrogeno, evita contaminazioni aumentando la vita utile del macchinario.

In caso di idrogeno **liquido**, sono utilizzate:

- la **cryo-pompa**
- il **compressore criogenico di idrogeno (CHC)**.

Generalmente, questi compressori sono più compatti ed efficienti di quelli per l'idrogeno gassoso, garantendo inoltre un rifornimento diretto senza l'utilizzo di un magazzino intermedio.

2.1.3 Stoccaggio

Il magazzino di idrogeno è sempre posto come punto di connessione tra la produzione e la domanda di rifornimento di idrogeno: permette infatti di immagazzinare l'idrogeno prodotto anche quando non richiesto o, viceversa, di garantire il rifornimento dei bus anche quando non prodotto. Il magazzino svolge a tutti gli effetti il ruolo di buffer e le dimensioni variano a seconda della domanda e della struttura della filiera produttiva.

Generalmente, i magazzini utilizzano dei tank/vessel, sottounità costruite in materiali differenti a seconda dello scopo: metallo puro, leghe di metallo o compositi a base di plastica. Al variare della pressione a cui è mantenuto l'idrogeno varia il materiale utilizzato, così come aumenta il costo all'aumentare della pressione desiderata. Vi sono varie tecniche di stoccaggio dell'idrogeno **gassoso**:

- il **magazzino a cascata**, utilizzato nella gran parte delle stazioni HRS⁸, sfrutta le differenze di pressione dei vessel per far defluire naturalmente l'idrogeno, come illustrato in figura 3. Affinché questo avvenga, l'idrogeno deve essere immagazzinato ad una pressione pari o superiore a quella del serbatoio (es 350 bar per i bus) almeno nel vessel a pressione maggiore. Quando un bus esaurisce l'idrogeno presente nel serbatoio si reca alla stazione dove viene rifornito utilizzando inizialmente l'idrogeno presente nel vessel a pressione più bassa (LP). Questo finché il flusso non inizia a rallentare raggiunge l'equilibrio tra la pressione del serbatoio e quella del vessel. A questo, volendo favorire il naturale deflusso dell'idrogeno, si apre una valvola per poter attingere all'idrogeno presente nel vessel a pressione intermedia (MP). Ripetendo il processo, il rifornimento è completato tramite il vessel ad alta pressione (HP). In questo modo, il flusso dell'idrogeno è azionato dalla semplice apertura e chiusura delle valvole, senza l'utilizzo di compressori o pompe e, quindi, senza consumi di energia.

⁸ Hydrogen Refueling Station: Stazione di rifornimento di idrogeno

Scheme of a cascade storage with three pressure banks (HP, MP, LP)

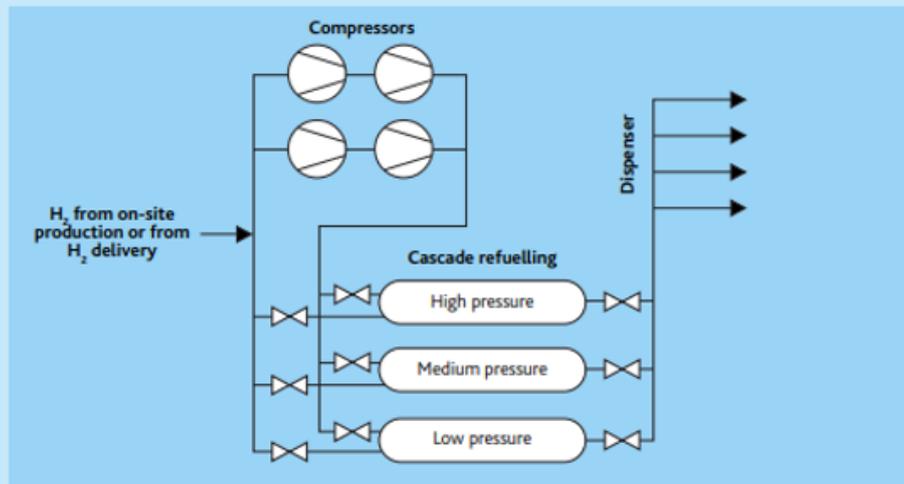


Figura 3. Schema di un magazzino a cascata a tre livelli di pressione (HP, MP, LP)

Per garantire il naturale flusso di idrogeno, la pressione all'interno dei vessel (o almeno in quello a HP) deve rimanere costantemente superiore a quella del serbatoio; per tale ragione non tutto l'idrogeno contenuto nel vessel può essere utilizzato e una parte deve necessariamente rimanere all'interno del magazzino. Pertanto, il magazzino andrà progettato tenendo in considerazione questo importante fattore.

- Un'altra tecnica per stoccare l'idrogeno è l'impiego di un **Magazzino a pressione costante**. Questa tipologia di magazzino utilizza un'unità idraulica per fornire al distributore idrogeno a pressione costante. Per tale ragione, a differenza del magazzino a cascata, quasi tutto l'idrogeno presente nei tank è disponibile per il rifornimento, riducendo la capacità del buffer necessaria a soddisfare la domanda. Ovviamente, l'unità idraulica consuma energia generando quindi dei costi operativi.
- Se presente un *booster compressor*, è possibile utilizzare un **magazzino a bassa pressione (LP)** per l'immagazzinamento dell'idrogeno. Infatti, l'idrogeno viene compresso solo quando necessario al rifornimento permettendo quindi di immagazzinarlo ad una pressione minore del serbatoio in cui verrà successivamente inserito. Tuttavia, per garantire continuità nel processo di rifornimento, il magazzino deve essere sovradimensionato, aumentando di fatto la capacità necessaria a soddisfare la domanda.

Se l'idrogeno si presenta in stato **liquido** deve essere immagazzinato in un contenitore perfettamente isolato, **LH2 storage tank**. Il fine di questo vessel è di mantenere la bassa temperatura (-253 °C). Purtroppo, è impossibile evitare che il flusso di calore non entri nel magazzino, causando l'evaporazione di una piccola frazione di idrogeno. Questo fenomeno prende il nome di "perdite per evaporazione" (**boil-off losses**), stimate pari allo 0,5% del volume di liquido per ogni giorno di stoccaggio, come riportato dal NBF⁹. L'idrogeno ritornato

⁹ NewBusFuel

gassoso può essere mantenuto nel magazzino fino al raggiungimento di una certa soglia, oltre la quale va rimosso (e magari riutilizzato) per evitare pericoli.

2.1.4 Distribuzione

Il rifornimento dei bus avviene nella sezione dedicata alla distribuzione, che comprende il **dispenser** (distributore) e, se necessario, il sistema di raffreddamento/evaporatore (**pre-cooler**). Se l'idrogeno è allo stato liquido, prima di essere inserito nel serbatoio, deve passare tramite un sistema di evaporatore-scambiatore di calore per ritornare allo stato gassoso e raggiungere dunque la temperatura adatta al rifornimento. Se invece si trova allo stato gassoso, l'idrogeno deve essere raffreddato (pre-cooling) per garantire il corretto rifornimento. Ovviamente, queste unità consumano energia, aumentando i costi operativi della stazione.

Parametri chiave

Per redigere un'analisi economica delle stazioni è necessario raccogliere i dati presenti nella reportistica che sostiene l'analisi in questione del progetto¹⁰. La tabella 1 sottostante presenta una raccolta dei fondamentali.

Tabella 1. Dati operativi delle 13 stazioni aderenti al progetto NewBusFuel

N° of center	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
# of buses start	3	10	10	17	20	20	20	20	20	30	40	50
# of buses final	40	40	75	75	75	100	100	100	120	200	260	275
kg h2 / 100 km (12m)	8,5	9	9	9	9	9,2	10,3	12				
kg h2 / 100 km (18m)	11,5	12	14	14	15	15	15,6					
Daily range [km/day]	155	190	215	230	240	240	250	250	250	350	350	450
Daily Demand [kgH2/day/bus]	15	18	22	22,5	24,4	30	30	30	30	32	35	36
Operating [days/year]	240	250	270	290	300	320	330	330	360	364	365	
Duration rump-up phase [year]	1	5	7	7	8	9	9	10	11	11	20	
Avg annual bus fleet growth [unit/year]	4	4	4	8	10	10	11	11	12	24	33	
Refueling availability [%]	98%	98%	98,50%	98,90%	99,90%	99,90%	99,96%	99,97%	99,98%	99,99%		
Duration of the refuelling window (350 bar) [hours]	2	3	4	5	5	5	6	6	6	8	8	8
Avg back-to back refuelling time [min/bus]	5	9	10	13	14	14	14	17	22	24	30	
Storage autonomy for final fleet size [days]	0,6	0,8	1,3	1,3	1,5	1,6	1,7	1,9	2,5	3,3	4	4,5
Overall HRS footprint [m ²]	400	450	650	900	1200	1400	1650	1800	1850	3600	4000	6900
Electricity Consumption [kWh/kg]	53	53	55	55	57	58	58	60	63	65	65	70
Water consumption [l/kg]	10	10	12	12	15	16	16	17	18	20	20	20
Consumption of natural gas [Nm ³ /kg H2]	3	4,5	4,5	4,8	5	5	5	5	5,3	5,5	5,5	5,5
Heating value for natural gas [kWh/nm ³]	5	5	6	7	8,5	9	10	10	13	14	16	17

Il N° of center non è relazionato alla figura 1, infatti i dati sono riportati in ordine crescente (sebbene la stazione di Bolzano sia numerata come terza stazione, la colonna numero 3 NON rappresenta i dati della stazione di Bolzano). Inoltre, i dati relativi alle due stazioni di Amburgo (n°5 e n° 6 nell'immagine XX) dal momento che seguono due differenti approcci (produzione on-site e fornitura esterna) sono presi in considerazione congiuntamente, per evitare ridondanza nei dati. Per tale ragione, nella tabella sono riportati i dati di 12 stazioni.

I dati qui proposti mostrano una varianza molto ampia, dettata dalla dimensione della stazione. Infatti, è sufficiente osservare come la flotta di bus vari da 40 (la più piccola) a 275 (la più grande), da cui derivano profonde differenze in termini di dimensione dell'impianto, numero di macchinari e domanda giornaliera.

In particolare, le stazioni n° 10-11-12 presentano dei valori drasticamente più grandi delle altre (circa il 150%) e, applicando una semplice media aritmetica, i risultati sarebbero troppo

¹⁰ NewBusFuel

condizionati da questi outlier. Per questa ragione, si è deciso di utilizzare una media troncata al 34%, cioè una media che esclude le code della distribuzione dei dati, eliminando il 34/2=17% dei dati più piccoli e il 17% dei dati più grandi, al fine di ridurre la varianza del dataset e renderlo più coerente.

La tabella 2 sottostante presenta i parametri evidenziati, il range di variazione, e la media aritmetica e la media troncata al 34% ottenuta combinando i dati. In **giallo** sono evidenziati i parametri più influenzati dagli outlier, i quali portano a risultati fuori range e per questo poco realistici.

Tabella 2. Range, Media Aritmetica e Media Troncata dei dati

N° of center	RANGE	AVG	AVG 34%
# of buses start	5--25	21,7	20
# of buses final	75--120	121,7	106
kg h2 / 100 km (12m)	8--10	9,5	9,3
kg h2 / 100 km (18m)	11,5--15,6	13,9	14
Daily range [km/day]	230--260	264,2	253,1
Daily Demand [kgH2/day/bus]	18--30	27,1	27,6
Operating [days/year]	240--350	310,8	313
Duration rump-up phase [year]	5--10	8,9	9
Avg annual bus fleet growth [unit/year]	4--10	11,9	10
Refueling availability [%]	98%--99,9%	99,3%	99,4%
Duration of the refuelling window (350 bar) [hours]	4--6	5,5	5,6
Avg back-to back refuelling time [min/bus]	10--20	15,6	15,2
Storage autonomy for final fleet size [days]	1--2,5	2,1	1,9
Overall HRS footprint [m ²]	1000--2000	2066,7	1631
Electricity Consumption [kWh/kg]	55--70	54,9	58,9
Water consumption [l/kg]	14--18	14,7	16,2
Consumption of natural gas [Nm ³ /kg H2]	4,7--5,5	4,6	5,1
Heating value for natural gas [kWh/nm ³]	9--12	9,6	10,4

- # of buses final:** è il numero di bus della flotta finale. Questo parametro è presentato per primo poiché risulta essere il più importante. Infatti, la dimensione della flotta da rifornire, determina la domanda di idrogeno giornaliera, parametro su cui si basa il dimensionamento dell'impianto. Il range varia da 75 a 120, evidenziando una media troncata di **106 bus**. Questo valore è stato utilizzato per dimensionare la flotta, ipotizzando quindi che la stazione sia in grado di rifornirla completamente.
- kg h2 / 100 km (12m):** questo parametro rappresenta il consumo di idrogeno di un bus da 12 metri nell'arco di 100 km. Il range varia da 8 a 10 kg di Idrogeno (H2), evidenziando un valore medio di **9,3 kg** ogni 100 km.
- kg h2 / 100 km (18m):** questo parametro rappresenta il consumo di idrogeno di un bus da 18 metri nell'arco di 100 km. Il range varia da 11,5 a 15,6 kg di Idrogeno (H2),

evidenziando un valore medio di **14 kg ogni 100 km**. A causa delle maggiori dimensioni, il consumo aumenta a parità di km percorsi.

4. **Daily range [km/day]:** questo parametro rappresenta la distanza media percorsa dai bus nell'arco della giornata. Il range varia da 230 a 260 km al giorno, evidenziando una media di **253 km** al giorno.
5. **Daily Demand [kgH2/day/bus]:** questo parametro rappresenta la domanda giornaliera di idrogeno da parte dei bus. Il range varia da 18 a 30 kg al giorno, evidenziando una media di **27,6 kg** al giorno. Insieme alla dimensione finale della flotta (parametro n° 1) determinano la domanda giornaliera di idrogeno da soddisfare.

$$\begin{aligned} \text{Domanda giornaliera HRS [kg/giorno]} &= N^{\circ} \text{ di bus [bus/giorno]} * \text{Domanda idrogeno bus [kg/bus]} \\ &= 105,6 * 27,6 = \mathbf{2919,6 \text{ kg/giorno}} \end{aligned}$$

Le considerazioni del caso verranno approfondite successivamente nel capitolo dedicato (vedi capitolo 3).

La stazione deve essere dimensionata per produrre e distribuire circa 3000 kg al giorno, classificandosi come una stazione di medie dimensioni. La stazione di Bolzano, di dimensioni ridotte, produce circa 400 kg al giorno rifornendo una flotta di 15 bus¹¹

6. **Operating [days/year]:** questo parametro rappresenta il numero di giorni in cui la stazione è operativa nel corso dell'anno. Il range varia da 250 a 350 giorni, evidenziando una media di **313 giorni** l'anno. Questo dato è stato utilizzato per determinare l'operatività della stazione.
7. **Duration rump-up phase [year]:** questo parametro rappresenta l'intervallo di tempo che intercorre da quando è istituita la flotta, verosimilmente non a regime completo, a quando raggiungerà la dimensione desiderata.
Il range varia da 5 a 10 anni, mostrando una media di **9**. Questo dato risulterà molto utile successivamente, quando verrà analizzato l'investimento necessario per la costruzione di un nuovo impianto, oltre ad indicare il tempo necessario per raggiungere il pieno regime operativo.
8. **Average annual bus fleet growth [#]:** questo parametro rappresenta la crescita annuale della flotta e, dunque, della domanda di idrogeno. Il range varia da 8 a 10 unità l'anno, evidenziando una media di **10**.
Come la 'duration rump-up phase', questo parametro sarà molto utile successivamente per determinare la crescita annuale dell'impianto.
9. **Refueling availability [%]:** questo parametro rappresenta la disponibilità della struttura a fornire il servizio di rifornimento per i bus.

¹¹ vedi: <https://www.h2-suedtirol.com>.

Il range varia dal 98% alla quasi totale disponibilità del 99,9%, risultando in una media molto elevata pari al **99,4%**.

La disponibilità al rifornimento deve mantenere valori alti, al fine di minimizzare i costi logistici di rifornimento. Per garantire una percentuale così alta, l'intero impianto è stato dimensionato con la tecnica del **n+1**, cioè l'introduzione di un'unità di backup in tutte le fasi della catena produttiva. La ridondanza di questi elementi è fondamentale per evitare interruzioni dovute a guasti e il propagarsi di queste lungo la catena.

10. Duration of the refuelling window (350 bar) [hours]: questo parametro rappresenta l'ampiezza della finestra di rifornimento giornaliera per i bus; la sezione dedicata al rifornimento (dispenser) dovrà essere dimensionata tenendo conto di questo parametro.

Il range varia da 4 a 6 ore, evidenziando una media giornaliera di **5,6 ore**, corrispondente a 336 minuti.

11. Average back-to back refuelling time [min/bus]: questo parametro rappresenta il tempo medio di rifornimento di ogni bus, includendo tutte le sottofasi del rifornimento: dall'arrivo in stazione all'effettiva ricarica.

Il range varia dai 10 a 20 minuti, evidenziando una media di **15,2 minuti** per bus.

Poiché quest'intervallo di tempo è inclusivo di tutte le sottofasi (tempo di ingresso in stazione, effettivo rifornimento ecc), è possibile considerare che un singolo dispenser possa rifornire circa quattro bus in un'ora.

12. Storage autonomy for final fleet size [days]: questo parametro rappresenta l'autonomia media del magazzino misurata in giorni.

Il range varia da 1 a 2,5 giorni con una media di **1,9** e, pertanto, il magazzino di idrogeno dovrà essere dimensionato per garantire 1,9 giorni di autonomia.

Questo fattore è pensato per garantire la continuità del rifornimento, rendendo di fatto autonoma la fase distributiva da quella produttiva.

13. Overall HRS footprint [m²]: questo parametro rappresenta la dimensione generale dell'impianto, includendo la sezione di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione.

Il range varia da 1000 a 2000 m², evidenziando una media di **1631 m²**.

Questo parametro risulta molto utile per determinare la superficie necessaria alla costruzione dell'impianto e i relativi costi di affitto.

I prossimi parametri sono dedicati alla sezione di produzione, mostrando il consumo di energia elettrica necessario alla produzione dell'idrogeno (in termini di kWh/kg H₂) per le due tecniche più diffuse, l'elettrolisi tramite PEM e lo steam reformer.

14. Electricity Consumption PEMEL [kWh/kg H₂]: Questo parametro rappresenta la quantità di energia necessaria alla produzione di 1 kg di Idrogeno tramite elettrolisi con elettrolizzatore PEM. Il range varia da 55 a 70 kWh/kg H₂, evidenziando una media di **58,8 kWh** per ogni kg di idrogeno prodotto. Questo parametro sarà fondamentale per

calcolare il flusso di produzione degli elettrolizzatori e determinare il numero di macchinari necessari a soddisfare la domanda.

15. Water consumption [l/kg H₂]

Questo parametro determina il consumo di acqua per ogni kg di idrogeno prodotto.

Il range varia da 14 a 18, evidenziando una media di **16,2 litri** d'acqua per ogni kg di idrogeno prodotto.

Dato il prezzo molto basso dell'acqua, il relativo costo di produzione è quasi trascurabile, incidendo per qualche centesimo sul prezzo finale di vendita del prodotto.

16. Consumption of natural gas [Nm³/kg H₂]

Questo parametro rappresenta il consumo di gas naturale di uno reformer a vapore per ogni kg di idrogeno prodotto. Il range varia da 4,7 a 5,5, evidenziando una media di **5,1 Nm³/kg**.

17. Heating value for natural gas [kWh/nm³]

Questo parametro rappresenta una misura quantitativa del calore contenuto nel gas naturale, espresso in termini di kWh per ogni metro cubo di gas naturale.

Il range varia da 9 a 12, evidenziando una media di **10,4 kWh** ogni metro cubo di gas naturale.

La combinazione di questi ultimi due parametri permette di calcolare il consumo di energia elettrica di uno steam reformer per la produzione di 1 kg di Idrogeno. Infatti:

$$\begin{aligned} \text{Consumo Steam Reformer kWh/kg H}_2 &= \text{Consumption of natural gas Nm}^3/\text{kg} * \text{Heating value kWh/nm}^3 \\ &= 5,1 * 10,4 \\ &= \mathbf{52,6 kWh/kg H}_2 \end{aligned}$$

Il consumo non è molto differente da quello dell'elettrolizzatore (58,8 kWh/kg H₂).

¹² $\frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}}$ Unità di misura volumetrica per un gas a 15°C

3 Dimensionamento Impianto

Nel seguente capitolo sono illustrati il costo dei principali componenti e il relativo consumo energetico al fine di dimensionare l’impianto per soddisfare la domanda.

La sezione è organizzata seguendo il flusso produttivo illustrato nella figura 4, analizzando in primo luogo i dati relativi all’impianto e, in un secondo momento, le varie fasi a cui è sottoposto l’idrogeno prima di essere pronto per la fase di rifornimento.

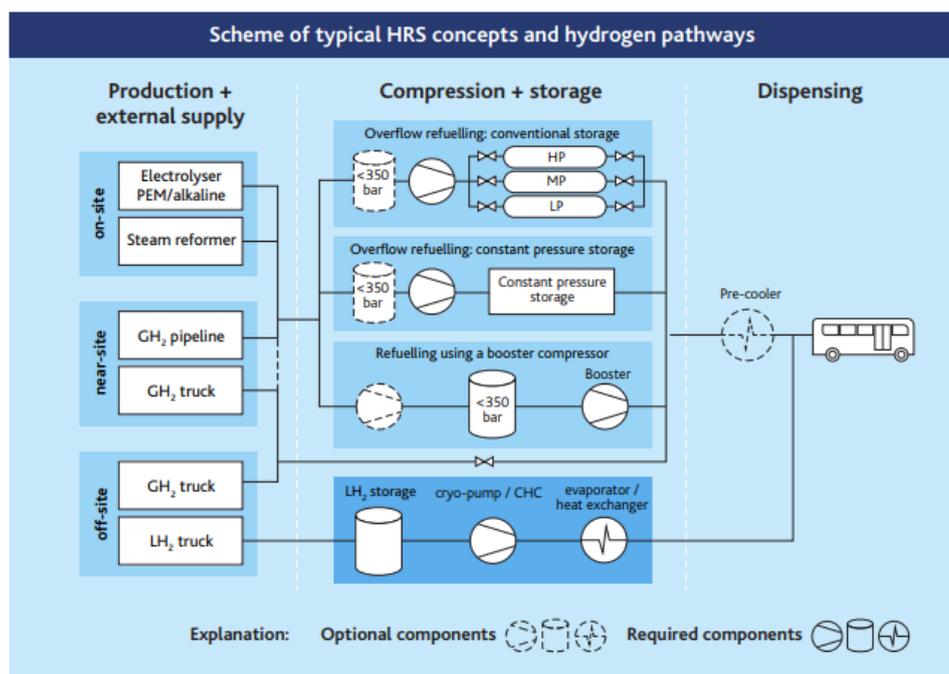


Figura 4. Percorsi dell’idrogeno

Dati dell’impianto

Tramite i parametri chiave del progetto NBF¹³ riportati in tabella 3, è possibile determinare i parametri secondari necessari al dimensionamento dell’impianto e al calcolo dei costi operativi e di capitale del progetto.

Tabella 3. Principali dati dell’impianto

PLANT INPUT DATA	
Production time [h/day]	18
Bus fleet	106
Daily Demand [kgH ₂ /day/bus]	27,6
Operating [day/year]	313
Dispensing capacity factor	23%
Production capacity factor PEMEL	75%
Refuel window [min]	337,5
Refuel window [h]	5,6

La stazione alimenta una flotta di 106 bus (arrotondato per eccesso), operando 313 giorni all’anno aperta 24h/24. Il fabbisogno di ogni bus è di circa 27 kg di idrogeno ogni giorno,

¹³ NewBusFuel, vedi capitolo 2, sezione 2.2, da pag. 17

determinando una domanda giornaliera di 2916 kg H₂. Moltiplicando questo valore per i giorni di operatività, si ottiene la domanda annuale, pari a 911'914 kg H₂.

In caso di produzione on-site, la stazione a monte produce idrogeno principalmente durante le ore notturne sfruttando la riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Quindi, la finestra di produzione risulta essere di 18 ore al giorno e il **Production Factor**¹⁴ è del **75%** (18/24).

A valle, la stazione rifornisce i bus in una finestra di circa 5,6 ore (337 minuti). Questo determina un **Dispensing factor**¹⁵ del distributore (dispenser) pari al **23%** (5,6/24).

Questi parametri sono fondamentali per determinare il collo di bottiglia del processo, cioè il ritmo di produzione dell'intera catena dell'idrogeno. Infatti, produrre idrogeno ad una velocità maggiore a cui lo si dispensa risulterebbe inutile (se non dannoso): il prodotto non potrebbe procedere agli step successivi poiché i macchinari risultano già saturi. L'accumulo di ritardo sarebbe continuo e inevitabile.

Per evitare i colli di bottiglia, sono istituiti dei buffer lungo il processo, luoghi in cui il semilavorato può attendere in attesa di essere processato (il buffer dovrà essere correttamente dimensionato per evitare problemi di insufficiente capacità).

Vi sono altri due parametri fondamentali per determinare i costi operativi del progetto: il prezzo dell'elettricità e del gas naturale/metano. Il progetto NBF¹⁶ riporta i dati relativi ai grandi consumatori industriali (>50 GWh/anno), illustrati in figura 5 e in figura 6.

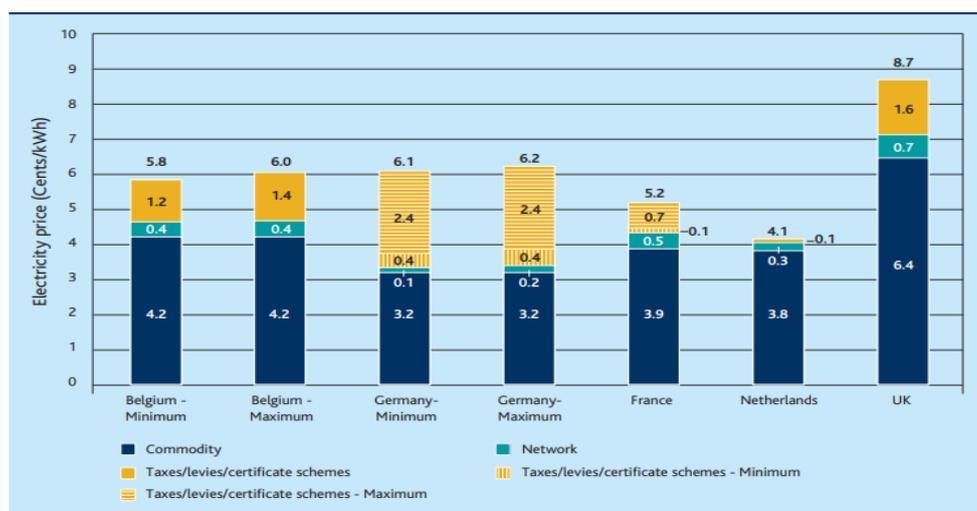


Figura 5. Prezzo dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Poiché la stazione analizzata non è localizzata in un preciso stato europeo, si è ipotizzato di utilizzare una media tra i dati forniti. Ne risulta in un prezzo medio di **0,055 €/kWh**.

¹⁴ Production factor: espresso in percentuale, rappresenta il numero di ore di attività di una certa operazione durante il giorno. È un parametro fondamentale perché corrisponde alla finestra temporale disponibile ogni giorno per svolgere una determinata operazione, incidendo sul numero di macchinari necessaria svolgerla e sull'intero processo produttivo.

¹⁵ Dispensing Factor: espresso in percentuale, rappresenta il numero di ore giornaliere dedicate alla fase di distribuzione.

¹⁶ NewBusFuel

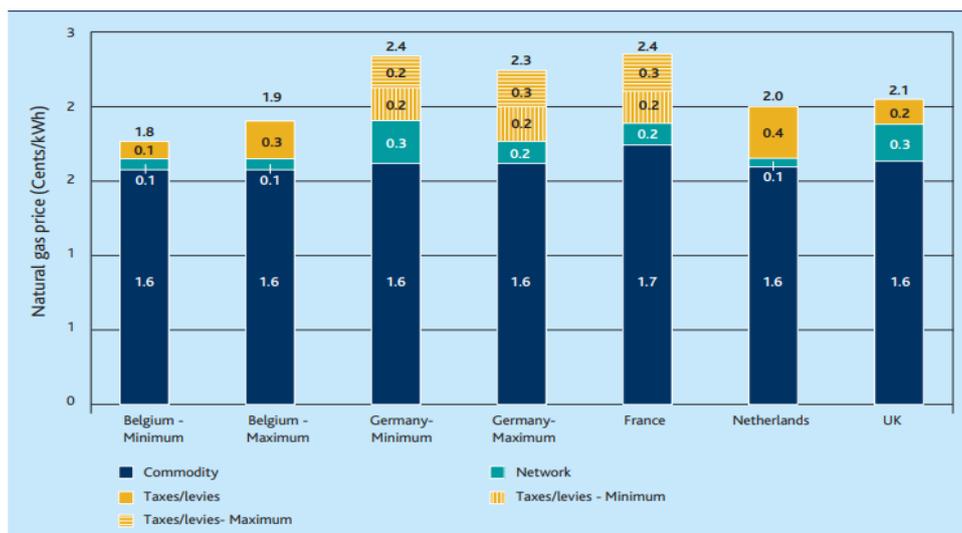


Figura 6. Prezzo del gas naturale nei principali paesi europei.

Analogamente al prezzo dell'elettricità, è possibile determinare un prezzo medio per il gas naturale, pari a **0,025 €/kWh**, notevolmente inferiore a quello dell'elettricità. Tuttavia, il metano è derivato dai combustibili fossili, rendendo di fatto *l'idrogeno grigio*. Per produrre *idrogeno verde* 100% sostenibile è necessario utilizzare una fonte di energia rinnovabile, ad esempio il biometano, il cui costo però è di circa tre volte superiore a quello del metano, impattando notevolmente sui costi operativi del reformer a vapore.

Produzione

Le due principali tecniche di produzione sono l'elettrolisi tramite PEM¹⁷ e il reformer a vapore tramite SMR¹⁸, valutate parallelamente nel progetto di tesi ed evidenziate in figura 7.

¹⁷ PEM Proton membrane exchange

¹⁸ SMR Steam Methane Reformer

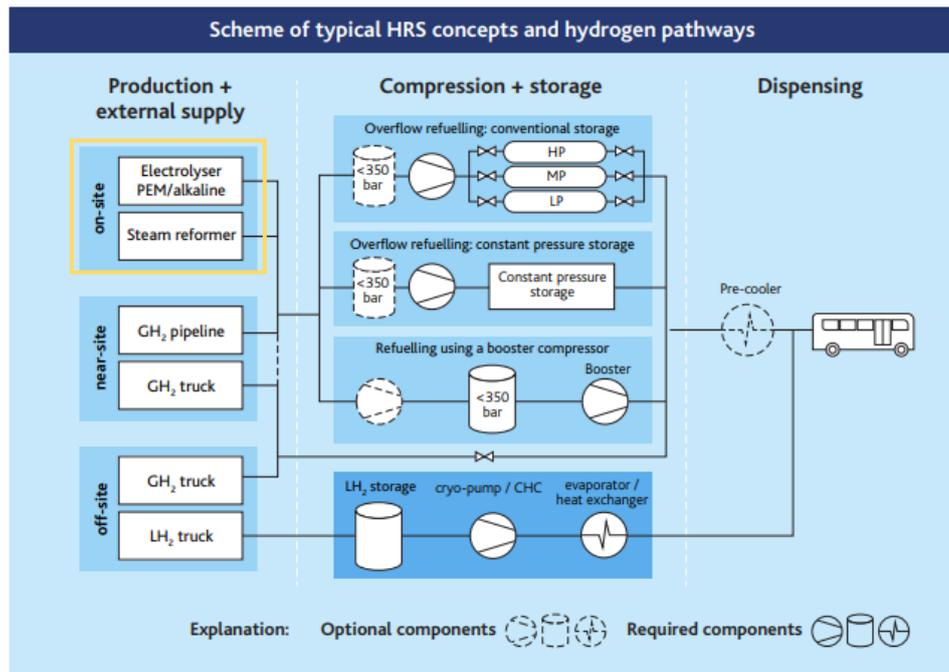


Figura 7 . Percorso dell'idrogeno in caso di produzione on-site

Si è deciso di utilizzare come confronto con l'elettrolizzatore (idrogeno verde) il reformer a vapore, nonostante l'impegno di metano comporti la realizzazione di idrogeno grigio o blu¹⁹. Questo confronto, dato l'inferiore costo del metano rispetto all'elettricità, è fondamentale per valutare il divario economico presente tra le due principali tecnologie di produzione dell'idrogeno.

Produzione PEMEL

Nella tabella 7 sottostante sono presentati i dati raccolti nella reportistica del progetto NBF²⁰ e i dati relativi al costo di un elettrolizzatore (non presenti nel report NBF), riportati nel progetto *Study on Value Chain and Manufacturing Competitiveness Analysis for Hydrogen and Fuel Cells Technology*²¹.

¹⁹ Classificazione dell'idrogeno quando derivato da combustibili fossili.

²⁰ NewBusFuel

²¹ Progetto dell'azienda E4tech, settembre 2019.

Tabella 4. Dati relativi all'elettrolizzatore PEM

PEMEL system 500kW	
system nominal power [kW]	500
system integration	51.000,00 €
BOP	150.000,00 €
projected stack cost	110.000,00 €
balance of stack	13.000,00 €
bipolar plates	3.700,00 €
membrane electrode assembly	53.000,00 €
membrane	13.000,00 €
catalyst	22.000,00 €
gas diffusion layer	4.600,00 €
TOT [€/unit]	420.300,00 €
Capacity factor [%]	98%
Net Power [kW]	490
Lifetime [years]	10
Dispensing ressure [bar]	20
Energy consumption [kWh/kg H2]	58,88
Produciotn factor	75%
flow rate [Kg/h]	8,3

I dati mostrano un costo unitario pari a 420 k€ per un elettrolizzatore PEM a 500kW di potenza e un'efficienza (capacity factor) del 98% [David Peterson, 2020], che porta ad un flusso di produzione (flow rate) di 8,3 kg/ora.

Il capacity factor è il rapporto tra l'attuale energia elettrica prodotta in un determinato periodo di tempo e la massima energia elettrica teoricamente producibile in quel determinato intervallo. L'elettrolizzatore presenta dei valori di efficienza molto alti.

È possibile quindi determinare il flusso produttivo necessario per soddisfare la domanda giornaliera:

$$\begin{aligned}
 \text{Flusso per soddisfare la domanda kg/ora} &= \frac{\text{Domanda giornaliera} \frac{\text{kg}}{\text{giorno}}}{\text{Production factor} * 24} \\
 &= \frac{2916}{0,75 * 24} \\
 &= \mathbf{162 \text{ kg H2/ora}}
 \end{aligned}$$

Rapportando questo dato al flusso di produzione, si determina il numero di elettrolizzatori necessari, arrotondando per eccesso il risultato²²

$$\begin{aligned}
 N^\circ \text{ di elettrolizzatori} &= \frac{\text{flusso per soddisfare la domanda} \frac{\text{kg}}{\text{ora}}}{\text{flusso produttivo PEMEL} \frac{\text{kg}}{\text{ora} * \text{unità}}} + 1 \\
 &= \frac{162}{8,3} + 1 \\
 &= \mathbf{21 \text{ unità}}
 \end{aligned}$$

²² Si arrotonda il risultato per rendere intero il numero di elettrolizzatori.

Il termine ‘ +1 ‘ presente nella formula rappresenta il numero di macchinari di sicurezza: poiché un guasto nell’elettrolizzatore si traduce in un ritardo in produzione e, conseguentemente, in un ritardo dell’intera catena produttiva, è necessario mantenere almeno un’unità di backup, utilizzandola quando necessario al fine di evitare interruzioni.

È possibile determinare due parametri fondamentali per il progetto: il **Capex** (Capital EXpensive) e l’**Opex** (Operative EXpensive). Essi rappresentano rispettivamente la spesa per il capitale (macchinari, manutenzione ecc) e la spesa operativa²³ (elettricità, acqua ecc).

Per avere una visione più completa del peso di questi valori sul progetto, si è deciso di esprimerli anche in termini di **€/kg H2**; in questo modo è possibile determinare il costo al kg dell’idrogeno e, soprattutto, in che misura ogni step della catena incide sul costo finale del prodotto.

- **Opex:** L’Opex è l’insieme di tutti i costi operativi di tutte le fasi della catena produttiva; i due principali componenti sono il costo dell’elettricità (circa il 99%) e quello dell’acqua (1%). Si considera il prezzo dell’elettricità dei grandi consumatori industriali (>50 GW/anno) pari a 0,055 €/kWh.

Per determinare il costo operativo di produzione al kg di idrogeno prodotto, si utilizza la seguente formula:

$$Opex \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} = \text{Prezzo energia} \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Assorbimento energia} \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

$$Opex \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} = 0,055 * 58,88$$

$$= 3,24 \text{ €/kg}$$

Moltiplicando questo valore per il numero di kg di idrogeno prodotti in un anno, è possibile determinare il costo operativo totale, che risulta

$$Opex \text{ €/anno} = Opex \text{ €/kg} * N^\circ \text{ di kg prodotti annualmente kg/anno}$$

$$= 3,24 * 911914$$

$$= \mathbf{2'954'601 \text{ €/anno}}$$

- **Capex:** Il Capex è il costo del capitale necessario alla produzione e, pertanto, comprende il costo degli elettrolizzatori e la loro manutenzione. In questa sezione è trattato il costo relativo ai macchinari, mentre la loro manutenzione è affrontata successivamente in una sezione dedicata.

$$Capex \text{ €} = \text{Costo macchinario €/unità} * N^\circ \text{ di macchinari}$$

$$= 402'300 * 21$$

$$= \mathbf{8'826'300 \text{ €}}$$

²³ È importante ricordare che il costo del personale impiegato e l’affitto del terreno non rientrano in questi parametri poiché non coinvolti direttamente nella produzione e saranno trattati in una sezione successiva.

È importante ripartire questo costo sul numero di kg di idrogeno prodotti, per determinarne il peso della fase produttiva sul costo finale del prodotto, utilizzando la seguente formula:

$$Capex \text{ [€/kg H2]} = \frac{Capex \text{ €}}{Domanda \text{ annuale } \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * Vita \text{ utile macchinari anni}}$$

$$= \frac{8.826.300}{911914 * 10}$$

$$= 0,97 \text{ €/kg H2}$$

Il denominatore rappresenta il numero di kg di idrogeno prodotti nel corso della vita utile dell'elettrolizzatore.

I dati relativi alla produzione tramite elettrolisi sono riassunti in tabella 5:

Tabella 5. Dati riassunti dell'elettrolizzatore PEM

PEMEL system 500kW	
system nominal power [kW]	500
system integration	51.000,00 €
BOP	150.000,00 €
projected stack cost	110.000,00 €
balance of stack	13.000,00 €
bipolar plates	3.700,00 €
membrane electrode assembly	53.000,00 €
membrane	13.000,00 €
catalyst	22.000,00 €
gas diffusion layer	4.600,00 €
TOT	420.300,00 €
Capacity factor [%]	98%
Net Power [kW]	490
Lifetime [years]	10
Dispensing pressure [bar]	20
Energy consumption [kWh/kg]	58,88
Production factor	75%
flow rate [Kg/h]	8,3
Flow rate to meet daily demand [kg/h]	162,0
# of PEMEL	21
PEMEL tot cost [€]	8.826.300,00 €
PEMEL capex cost [€/kg]	0,97 €

Produzione Reformer a Vapore (steam reformer)

Nella tabella 6 sono presentati i dati del reformer. I dati operativi sono derivati dal progetto NBF²⁴ mentre quelli relativi al costo del macchinario sono stati ricavati dal progetto *Future Distributed Natural gas v3*²⁵.

²⁴ NewBusFuel

²⁵ Un progetto del National Renewable Energy Laboratory (NREL) del 2018 che analizza i consumi e i costi di una serie di stazioni HRS in America.

Tabella 6. Dati del reformer a vapore SMR

Steam reformer 500 kW	
Power [kW]	500,00
Water Feed System	\$ 4.099
Primary Feed System: Natural Gas	\$ 10.428
Burner Feed System: Natural Gas	\$ 683
Boiler	\$ 8.904
Burner	\$ 2.960
Annular Ref-WGS-MS	\$ 136.631
Primary Air Feed System	\$ 3.552
H2 Cooler	\$ 8.258
Water Purification	\$ 31.645
Structural Supports	\$ 17.908
Controls System	\$ 32.506
System Assembly	\$ 149.263
Miscellaneous	\$ 42.394
TOT installed SMR cost [\$/unit]	449.228,85 €
TOT installed SMR cost [€/unit]	395.321,38 €
Capacity factor	87%
Gas consumption [nm ³ /kg]	5,1
Heating value for natural gas [kWh/nm ³]	10,4
Electricity consumption [kWh/kg]	52,6
Lifetime [years]	15
Flow rate	8,26

I dati mostrano un costo unitario di 395 k€ per uno steam reformer di 500 kW e un *capacity factor* del 87%, generando un flusso produttivo (flow rate) di 8,26 kg H₂/ora.

Il reformer a vapore è una tecnologia matura, meno soggetta al cambiamento tecnologico. Per tale ragione, si considera una vita utile di 15 anni.

Utilizzando le formule usate per l'elettrolizzatore, è possibile determinare il numero di reformer necessari come:

$$\begin{aligned} \text{Flusso per soddisfare la domanda kg/ora} &= \frac{\text{Domanda giornaliera } \text{kg} \frac{\text{H}_2}{\text{giorno}}}{\text{Production factor} * 24 \frac{\text{ore}}{\text{giorno}}} \\ &= \mathbf{162 \text{ kg H}_2/\text{ora}^{26}} \end{aligned}$$

Infine, arrotondando per eccesso il risultato:

$$\begin{aligned} N^\circ \text{ di steam reformer [unità]} &= \frac{\text{flusso per soddisfare la domanda } \text{kg} \frac{\text{H}_2}{\text{ora}}}{\text{flusso produttivo } \left[\text{kg} \frac{\text{H}_2}{\text{ora}} \right]} + 1 \\ &= \frac{162}{8,26} + 1 \end{aligned}$$

²⁶ A parità di domanda giornaliera e di *capacity factor*, il flusso risulterà identico a quello dell'elettrolizzatore.

=21 unità

Moltiplicando il numero di Steam Reformer per il costo unitario otteniamo quindi il Capex pari a **8,3 M€**, pressoché identico a quello dell'elettrolizzatore.

Analogamente a quanto fatto precedentemente, determiniamo l'Opex e il Capex al kg per il reformer²⁷:

$$\begin{aligned} Opex \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] &= \text{Prezzo metano} \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Assorbimento energia} \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \\ &= 0,025 * 52,6 \\ &= \mathbf{1,32 \text{ €/kg H}_2} \end{aligned}$$

Tuttavia, il metano così prodotto è classificato come idrogeno grigio. Per rendere il processo totalmente sostenibile è necessario utilizzare combustibili differenti, ad esempio il biometano²⁸ decisamente più costoso (quasi il triplo).

Infatti:

$$\begin{aligned} Opex \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] &= \text{Prezzo biometano} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{Assorbimento energia} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right] \\ &= 0,0669 * 52,6 \\ &= \mathbf{3,51 \text{ €/kg H}_2} \end{aligned}$$

Risultato in linea con quello dell'elettrolizzatore.

Si determina il costo di produzione annuale come:

$$\begin{aligned} Opex \text{ €/anno} &= Opex \text{ €/kg} * N^\circ \text{ di kg prodotti annualmente kg/anno} \\ &= 1,32 * 911914 \\ &= \mathbf{1'200'078 \text{ €/anno}} \end{aligned}$$

Si completa l'analisi derivando il Capex al kg:

$$\begin{aligned} Capex \text{ €/kg H}_2 &= \frac{Capex \text{ €}}{\text{Domanda annuale} \left[\frac{\text{kg H}_2}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari} [\text{anni}]} \\ &= \frac{8,301,749}{911914 * 15} \\ &= \mathbf{0,61 \text{ €/kg H}_2} \end{aligned}$$

Sebbene il costo totale dei macchinari sia molto simile a quello dell'elettrolizzatore (8,3 contro 8,8 M€), la maggior vita utile dei macchinari²⁹ aumenta il denominatore, portando ad un Capex ridotto (0,61 vs 0,97).

I dati riassuntivi della produzione tramite reformer a vapore sono raccolti in tabella 7:

²⁷ Poiché lo steam reformer utilizza metano, il prezzo dell'energia da considerare non è quello dell'elettricità

²⁸ Chimicamente identico al metano, è ricavato da fonti di energia rinnovabile

²⁹ Quindici anni per il reformer contro i dieci dell'elettrolizzatore

Tabella 7. Dati riassuntivi reformer SMR

Steam reformer 500 kW	
sistem nominal power [kW]	500
Water Feed System	\$ 4.099
Primary Feed System: Natural Gas	\$ 10.428
Burner Feed System: Natural Gas	\$ 683
Boiler	\$ 8.904
Burner	\$ 2.960
Annular Ref-WGS-MS	\$ 136.631
Primary Air Feed System	\$ 3.552
H2 Cooler	\$ 8.258
Water Purification	\$ 31.645
Structural Supports	\$ 17.908
Controls System	\$ 32.506
System Assembly	\$ 149.263
Miscellaneous	\$ 42.394
TOT installed SMR cost [\$/unit]	449.228,85 €
TOT installed SMR cost [€/unit]	395.321,38 €
Capacity factor	87%
Net power [kW]	435
Lifetime [years]	15
Flow rate [kg/h]	8,26
Flow rate to meet daily demand [kg/h]	162,03
Capacity factor	75%
# of SMR to meet daily demand	21
SMR cost [€]	8.301.749,06 €
Gas consumption [nm ³ /kg]	5,1
Heating value for natural gas [kWh/nm ³]	10,4
Electricity consumption [kWh/kg]	52,6
SMR capital cost [€/kg]	0,61 €

Consumo di Acqua

L'acqua svolge un ruolo fondamentale nella produzione di idrogeno, rappresentando la materia prima da cui si deriva. I dati relativi al consumo di acqua sono riportanti in tabella 8.

Tabella 8. Dati relativi al consumo di acqua in fase di produzione.

Water consumption [kg/kg H2]	16,2
Water consumption [L/kg H2]	16,2
Water conversion factor [L/kg]	1,0
Water cost [€/m ³]	2,57 €
Water tot cost [€/kg]	0,0026 €
Water density [kg/m ³]	1000
Water cost [€/kg H2]	0,0416 €
Water cost [euro/year]	37.957,08 €

Sono necessari circa 16 kg di acqua per realizzare 1kg di idrogeno, ad un costo medio di 2,57 €/m³³⁰. Si deriva il costo dell'acqua per la produzione di un kg di idrogeno come:

$$\text{Costo acqua } \text{€/kg} = \frac{\text{Costo medio}}{\text{densità}} = \frac{2,57}{1000}$$

$$= \mathbf{0,0026 \text{ €/kg}}$$

$$\text{Opex} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H2}} \right] = \text{Costo acqua} \frac{\text{€}}{\text{kg}} * \text{consumo acqua} \frac{\text{kg}}{\text{kg H2}}$$

$$= 0,0026 * 16,2$$

³⁰ Media aritmetica dei prezzi dei principali paesi europei, Water News Europe, 2021

$$= 0,0416 \text{ €/kg H2}$$

$$\text{Opex €/anno} = \text{Opex €/kg H2} * \text{domanda annuale kg H2/anno}$$

$$= 0,0416 * 911914$$

$$= 37'957 \text{ €/anno}$$

È sufficiente rapportare i costi operativi per realizzare che il peso dell'acqua sul costo finale è decisamente inferiore rispetto a quello dell'energia³¹.

Compressione

Nella sezione seguente è trattata la parte relativa alla compressione e alle differenze in termini di costi e consumi delle tecnologie descritte nel capitolo 2.

Riassumendo, vi sono tre principali tipologie di compressori utilizzati in base al percorso dell'idrogeno e alla scelta della tipologia di magazzino utilizzato.

- **Compressore standard:** è utilizzato nei primi due percorsi dell'idrogeno evidenziati in figura 8; questo compressore risulta ideale se abbinato ad un magazzino a cascata oppure ad uno a pressione costante.

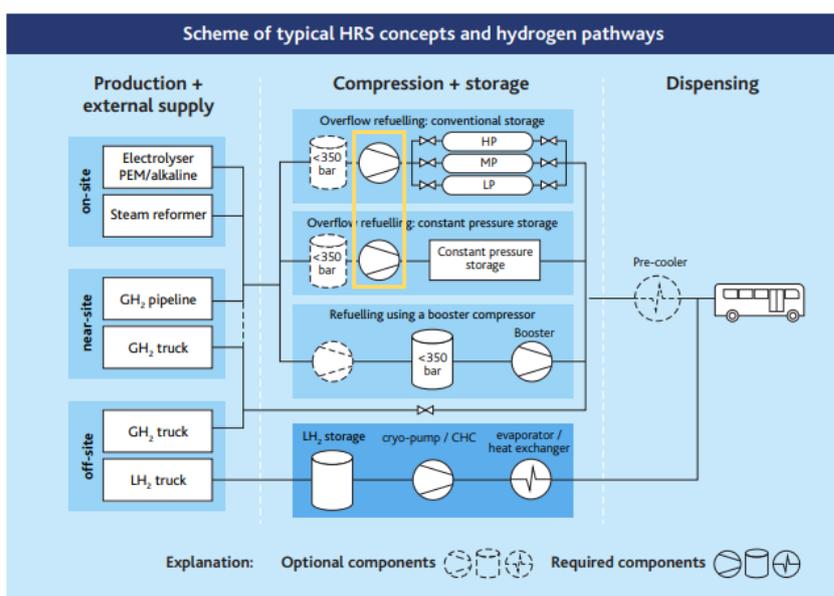


Figura 8. Percorso dell'idrogeno in caso di utilizzo del compressore standard

Per determinare la potenza del compressore necessaria al soddisfacimento della domanda è stato utilizzato il modello proposto nel progetto *H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results*³² [Naxtant, 2008]. Per determinare il costo del macchinario invece, è stata utilizzata la tecnica

³¹ $\frac{\text{costo operativo acqua} [\frac{\text{€}}{\text{anno}}]}{\text{costo operativo energia} [\frac{\text{€}}{\text{anno}}]} = \frac{37'957}{2'954'601} = 0,012 = 1,2 \%$

³² Progetto realizzato da Naxtant nel 2008 e finanziato dai principali enti europei, quali NREL, Gas Technology Institute e il Pacific Northwest National Laboratory

proposta nel progetto *The Techno-Economics of Hydrogen Compression*³³. I ricercatori hanno stimato un costo al kW di circa 63 K\$ [Adnan, 2021]. I dati sono presentati nella tabella 9:

Tabella 9. Dati principali del compressore standard

Uniform intercooled multistage compression	
T1 [°C]	32
T1 [K]	305,15
p1 [bar]	20
p2 [bar]	500
n	3
k	1,41
η_{is} [rendimento isentropico]	0,6
M [kg/kmol]	2,10584
R [kJ/kgk]	8,3144
cp [kJ/kgK]	14,5
η_{el} [rendimento motore elettrico]	88%
η_{el} [rendimento motore elettrico booster]	92%
Uninstalled cost [\$/kW]	\$ 63.684,00
SF (for 350 bar bus)	0,4603
Life time [years]	10

I dati rappresentano:

- T1: temperatura di ingresso nel compressore, espressa prima in Celsius e poi in Kelvin
- P1: pressione di ingresso espressa in bar
- P2: pressione in uscita dal compressore espressa in bar
- N: il numero di stadi del compressore
- K: rapporto dei calori specifici
- η_{is} : rendimento isentropico
- M: peso molecolare dell'idrogeno
- R: costante universale dei gas
- Cp: calore specifico a pressione costante
- η_{el} : rendimento del motore elettrico
- Uninstalled cost e SF: parametri per il calcolo del costo di capitale

Il *Production factor* del compressore è pari a quello della produzione, poiché l'idrogeno è compresso prima di essere stoccato. Per determinare la potenza necessaria alla compressione sono necessarie alcune operazioni.

In primo luogo, si determina beta, il rapporto tra la pressione in uscita e in ingresso del compressore:

$$beta = \frac{p_2}{p_1} = 18$$

Successivamente, si definisce il beta I come:

$$Beta I = beta^{\frac{1}{n}} = 2,6$$

³³ Progetto dei ricercatori Mohd Adnan Khan Cameron Young Catherine Mackinnon David B. Layzell, realizzato nel 2021

Si definisce la temperatura di scarico come:

$$T_{scarico} = T_1 * beta^{(\frac{k-1}{k})}$$

Si calcola il Lis^{34} e il Li^{35} , espressi in kJ al kg, come:

$$Lis = cp \left[\frac{kJ}{kgk} \right] * \Delta T [K]$$

$$Li = \frac{lis}{\dot{m}}$$

Si definisce m , il flusso molare³⁶ [kg/secondo]:

$$m = \frac{Domanda\ giornaliera\ [kg]}{Produttività\ [s]}$$

E infine, combinando i dati ricavati, si determina la potenza effettiva necessaria al compressore:

$$Potenza\ effettiva\ [kW] = N * lis \left[\frac{kJ}{kg} \right] * m \left[\frac{kg}{s} \right]$$

Si determina la potenza nominale come:

$$Potenza\ nominale\ [kW] = \frac{Potenza\ effettiva}{Efficienza\ motore}$$

Determinata la potenza, si determinano i consumi di energia:

$$Assorbimento\ energia\ [kWh/kg\ H2] = \frac{Potenza\ nominale * Production\ factor * 24}{Domanda\ giornaliera}$$

Si conclude l'analisi derivando il costo del compressore:

$$Prezzo\ listino\ [\$] = 63,684 * Potenza\ nominale^{SF}$$

Dove SF è un coefficiente stimato a 0,4603 per i bus a 350 bar [Adnan, 2021]

I dati relativi al compressore standard sono presentati in tabella 10:

³⁴ Lavoro isentropico

³⁵ Lavoro Interno

³⁶ Indica la portata in massa del processo produttivo espresso come kg al secondo

Tabella 10. Dati principali del compressore standard

Uniform intercooled multistage compression (standard compressor)	
T1 [°C]	32
T1 [K]	305,15
p1 [bar]	20
p2 [bar]	350
n	3
k	1,41
η _{is} [rendimento isentropico]	0,6
M [kg/kmol]	2,10584
R [kJ/kgk]	8,3144
c _p [kJ/kgK]	14,5
η _{el} [rendimento motore elettrico]	88%
Uninstalled cost [\$/kW]	\$ 63.684,00
SF (for 350 bar bus)	0,4603
Daily demand [kg H2/day]	2916,57
Production factor [%]	75%
beta tot	18
beta I	2,60
T2 _{is} [K]	402,71
l _{is} [kJ/kg]	1414,68
l _i [kJ/kg]	2357,80
m [kg/second]	0,0450
Pi I [kW]	106,12
Pi T [kW]	318,37
Nominal Power [kW]	361,78
Electricity consumption [kWh/kg]	2,23
Life time [years]	10
installation cost factor	1,3
Flow rate [kg/h]	162,03
Safety factor	2,0
Installed compressor cost [€/unit]	2.193.502,41 €
Compressor Capex cost [€/kg]	0,241 €
Electricity consumption [kWh/kg H2]	2,23

La pressione in uscita dell'idrogeno è di 500 bar, il consumo di elettricità per ogni kg di idrogeno prodotto è di 2,23 kWh e il flusso produttivo è di circa 162 kg di idrogeno ogni ora. Poiché l'unità di compressione è la più soggetta a guasti e malfunzionamenti³⁷, si è deciso di raddoppiare l'investimento necessario, disponendo così di un'intera unità di backup. In alternativa, l'unità aggiuntiva permetterebbe ai compressori di lavorare contemporaneamente ad un carico ridotto (50%).

Si definisce:

$$\begin{aligned}
 \text{Opex} \frac{\text{€}}{\text{kg H2}} &= \text{costo elettricità} \frac{\text{€}}{\text{kg}} * \text{Assorbimento energia} \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \\
 &= 0,055 * 2,23 \\
 &= \mathbf{0,12 \text{ €/kg H2}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Opex €/anno} &= \text{Opex €/kg} * \text{N° di kg prodotti annualmente kg/anno} \\
 &= 0,12 * 911914 \\
 &= \mathbf{111'846 \text{ €/anno}}
 \end{aligned}$$

Analogamente a quanto fatto precedentemente, si calcola il Capex come:

³⁷ NewBusFuel, capitolo 2, sezione 2.2.2, pag. 14

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€} &= \text{Costo macchinario } \text{€}/\text{unità} * N^\circ \text{ di macchinari} \\
 &= 1'096'751 * 2 \\
 &= 2'193'502 \text{ €}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€}/\text{kg H}_2 &= \frac{\text{Capex } \text{€}}{\text{Domanda annuale } \left[\frac{\text{kg H}_2}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari } [\text{anni}]} \\
 &= \frac{2'193'502}{911914 * 10} \\
 &= 0,241 \text{ €}/\text{kg H}_2
 \end{aligned}$$

- **Booster compressor:** è utilizzato in associazione al magazzino a bassa pressione, come illustrato in figura 9.

L'idrogeno, appena prodotto, defluisce in un magazzino a bassa pressione (<350 bar) e successivamente, solo quando necessario alla fase di rifornimento, è compresso e inviato al distributore per essere erogato. Per tale ragione, il collo di bottiglia del processo è la finestra di rifornimento e la *production factor* del compressore sarà pari a quello del dispenser (23%).

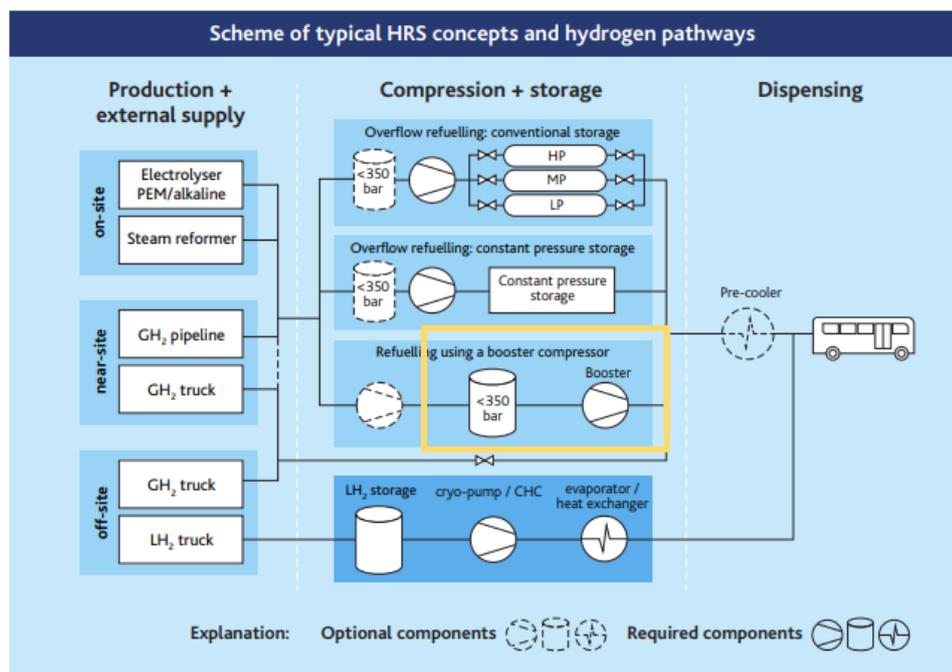


Figura 9. Percorso dell'idrogeno in caso di utilizzo di booster compressor

Analogamente al compressore standard, si definiscono i parametri e si calcolano il costo e l'assorbimento energetico. Il *booster compressor* deve processare il medesimo volume di idrogeno in tempi ridotti, necessitando quindi di una maggiore potenza. A differenza del compressore standard che comprime a 500 bar l'idrogeno prima del passaggio in magazzino, la pressione in uscita è di 430 bar. Non è necessario raggiungere i 500 bar poiché l'idrogeno è spedito direttamente ai distributori, dove è

richiesta una pressione di almeno 350 bar per poter ricaricare correttamente i serbatoi dei bus. Sostituendo i differenti valori di pressione in uscita e del *production factor*, si effettuano i calcoli analoghi a quelli del compressore standard, riportati in tabella 11:

Tabella 11. Dati riassuntivi del compressore booster

Uniform intercooled multistage compression (booster compressor)	
T1 [°C]	32
T1 [K]	305,15
p1 [bar]	20
p2 [bar]	430
n	3
k	1,41
η _{is} [rendimento isentropico]	0,6
M [kg/kmol]	2,10584
R [kJ/kgk]	8,3144
cp [kJ/kgK]	14,5
η _{el} [rendimento motore elettrico]	92%
Uninstalled cost [\$/kW]	\$ 63.684,00
SF (for 350 bar bus)	0,4603
Daily demand [kg H2/day]	2916,57
Production factor [%]	23%
beta tot	22
beta I	2,78
T2 _{is} [K]	410,83
lis [kJ/kg]	1532,36
li [kJ/kg]	2553,94
m [kg/second]	0,1440
Pi I [kW]	367,84
Pi T [kW]	1103,52
Nominal Power [kW]	1199,48
Electricity consumption [kWh/kg]	2,31
Life time [years]	10
Installation cost factor	1,3
Flow rate [kg/h]	518,50
Safety factor	2,0
Installed Booster compressor cost [€]	3.808.431,15 €
Booster compressor capex cost [€/kg]	0,418 €
Energy consumption [kWh/kg]	2,31
Flow rate [kg H2/h]	518,5

All'aumento di potenza corrispondono un aumento del costo del macchinario (circa 4M€) e dell'assorbimento energetico (2,3 kWh/kg H2).

Si completa l'analisi definendo Capex e Opex:

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€} &= \text{Costo macchinario } \text{€}/\text{unità} * N^{\circ} \text{ di macchinari } [\text{unità}] \\
 &= 1'904'215 * 2 \\
 &= \mathbf{3'808'431 \text{ €}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€}/\text{kg H2} &= \frac{\text{Capex } \text{€}}{\text{Domanda annuale } \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari } [\text{anni}]} \\
 &= \frac{3'808'431}{911914 * 10} \\
 &= \mathbf{0,418 \text{ €}/\text{kg H2}}
 \end{aligned}$$

$$Opex \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] = \text{costo elettricit\`a} \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Assorbimento energia} \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

$$= 0,055 * 2,31$$

$$= 0,127 \text{ €/kg H}_2$$

$$Opex \text{ €/anno} = Opex \text{ €/kg} * N^\circ \text{ di kg prodotti annualmente kg/anno}$$

$$= 0,127 * 911914$$

$$= 115'858 \text{ €/anno}$$

Le differenze in termini di Opex e Capex dei due compressori sono dovute soprattutto ai diversi Production factor (23% vs 75%); comprimendo l'idrogeno quando viene distribuito, e non quando viene prodotto, si riduce drasticamente la finestra di tempo disponibile. Inoltre, a causa del processo produttivo così strutturato, anche il magazzino a bassa pressione subisce delle modifiche: la produzione di idrogeno soddisfa la domanda giornaliera in 14 ore circa, la distribuzione invece in poco più di 5, generando un divario temporale tra le due fasi che deve essere gestito con il sovradimensionamento del magazzino. Maggiori dettagli saranno forniti nella sezione dedicata (vedi sezione 3.4 Stoccaggio).

- ***Cryo-pump o CHC (Cryogenic hydrogen compressor)***

Per determinare l'investimento necessario in caso di idrogeno **liquido** sono stati utilizzati i dati derivata dai progetti *Cryo-Compressed Pathway Analysis* [Simon, 2009] e *Cryo-compressed hydrogen storage* [Dr. Klaas, 2012]

Questa tipologia di compressori è utilizzata quando l'idrogeno si trova nello stato liquido: generalmente sono più compatti e più efficienti dei compressori ad idrogeno gassoso, risultando in una maggiore efficienza in termini di flusso produttivo e dispendio energetico. Il percorso dell'idrogeno è evidenziato in figura 10.

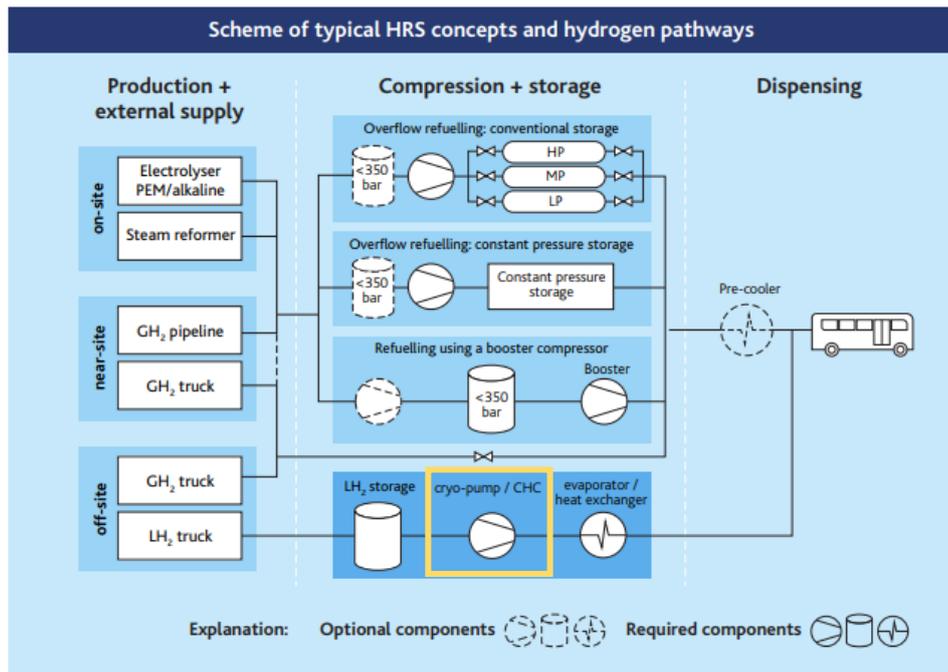


Figura 10. Percorso dell'idrogeno liquido

Analogamente al *booster compressor*, il processo prevede che la pompa venga attivata solo quando necessaria al rifornimento, portando il production factor al 23% (indicativo delle 5,6 ore della finestra di rifornimento) e diventando il collo di bottiglia del processo.

I dati sono riportati nella tabella 12

Tabella 12. Dati relativi alla Cryopump

Cryopump LH2 (CHC)	
Net Power unit [kW]	100
Lifetime [years]	10
Refuel Window [h/day]	0,0
Distribution factor	23%
Flow rate [kg/h]	100
Energy consumption [kWh/kg H2]	1
Dispensing pressure [bar]	850
Uninstalled CHC cost [€/unit]	\$ 225.000,00
Installed cost factor	1,3

L'assorbimento energetico è ridotto rispetto ai compressori ad idrogeno gassoso, così come il flusso produttivo (flow rate). Ne deriva però un prezzo di listino inferiore, pari a 225 K\$.

Analogamente a quanto fatto precedentemente, si determina il numero di cryopump necessarie, l'Opex e il Capex:

$$\begin{aligned}
 \text{Costo cryo pompa [€/unità]} &= \text{Prezzo listino [$/unità]} * \text{fattore di installazione} * \text{fattore conversione [€/\$]} \\
 &= 225'000 * 1,3 * 0,88 \\
 &= \mathbf{257'400 \text{ €/unità}}
 \end{aligned}$$

Si determina il flusso produttivo per soddisfare la domanda come:

$$\begin{aligned}
 \text{Flusso per soddisfare la domanda kg/ora} &= \frac{\text{Domanda giornaliera } [kg \frac{H_2}{giorno}]}{\text{Production factor} * 24 [\frac{ore}{giorno}]} \\
 &= \frac{2916}{0,23 * 24 [\frac{ore}{giorno}]} \\
 &= \mathbf{528 \text{ kg/ora}}
 \end{aligned}$$

E successivamente:

$$\begin{aligned}
 N^\circ \text{ di cryo pompe} &= \frac{\text{flusso per soddisfare la domanda}}{\text{flusso produttivo}} + 1 \\
 &= \frac{528}{100} + 1 \\
 &= \mathbf{7 \text{ unità}}
 \end{aligned}$$

Infine:

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€} &= \text{Costo macchinario } \text{€/unità} * N^\circ \text{ di macchinari [unità]} \\
 &= 257'400 * 7 \\
 &= \mathbf{1'801'800 \text{ €}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€}/\text{kg H}_2 &= \frac{\text{Capex } \text{€}}{\text{Domanda annuale } [\frac{kg H_2}{anno}] * \text{Vita utile macchinari [anni]}} \\
 &= \frac{1'801'800}{911914 * 10} \\
 &= \mathbf{0,20 \text{ €}/\text{kg H}_2}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Opex } \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} &= \text{costo elettricità } \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Assorbimento energia } \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \\
 &= 0,055 * 1 \\
 &= \mathbf{0,055 \text{ €}/\text{kg H}_2}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Opex } \text{€}/\text{anno} &= \text{Opex } \text{€}/\text{kg} * N^\circ \text{ di kg prodotti annualmente kg/anno} \\
 &= 0,055 * 911914 \\
 &= \mathbf{50'155 \text{ €}/\text{anno}}
 \end{aligned}$$

I dati evidenziano un risparmio in termini di Opex (circa il 30%) causa una maggiore efficienza, e una ridotta spesa in termini di Capex (quasi il 50%).

I dati riassuntivi del CHC sono presentati in tabella 13.

Tabella 13. Dati riassuntivi della cryopump

Cryopump LH2 (CHC)	
Net Power unit [kW]	100
Lifetime [years]	10
Refuel Window [h/day]	5,6
Production factor	23%
Flow rate [kg/h]	100
Energy consumption [kWh/kg]	1
Dispensing pressure [bar]	850
Uninstalled CHC cost [€/unit]	225.000,00 €
Installed cost factor	1,3
Flow rate to meet daily demand [kg/h]	518,5
# of CHC to meet daily demand	7
Installed CHC cost [€/unit]	257.400,00 €
CHC cost [€]	1.801.800,00 €
CHC capital cost [€/kg]	0,20 €

Stoccaggio

Nella seguente sezione è trattata la parte relativa al dimensionamento del magazzino ed è fornita un'analisi più dettagliata delle varie tipologie di stoccaggio esistenti.

La scelta della tipologia di magazzino è strettamente legata a quella del compressore; infatti, determinate tipologie di magazzino possono coesistere solo con determinate tipologie di compressore, e viceversa. Pertanto, l'analisi economica e la relativa scelta, devono necessariamente tener conto di entrambi i fattori, poiché i vantaggi di uno potrebbero essere scompensati dagli svantaggi dell'altro. La tipologia di magazzino dipende inoltre dallo stato dell'idrogeno (liquido o gassoso).

I dati relativi all'assorbimento energetico sono forniti nel report del progetto NBF³⁸ mentre quelli relativi all'investimento necessario nei progetti *Future Distributed Pem Electrolysis*³⁹ [G.Saur, 2019] e *Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis*⁴⁰ [C. Houchins, 2020].

Vi sono essenzialmente quattro tipologie di magazzino illustrate in figura 11. Le prime tre si riferiscono ad uno stoccaggio di idrogeno gassoso, l'ultima invece è relativa all'idrogeno liquido.

³⁸ NewBusFuel

³⁹ *Future Distributed Pem Electrolysis*, del NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2019.

⁴⁰ D.O.E. (Department of Energy), *Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis*, Cassidy Houchins, 2020

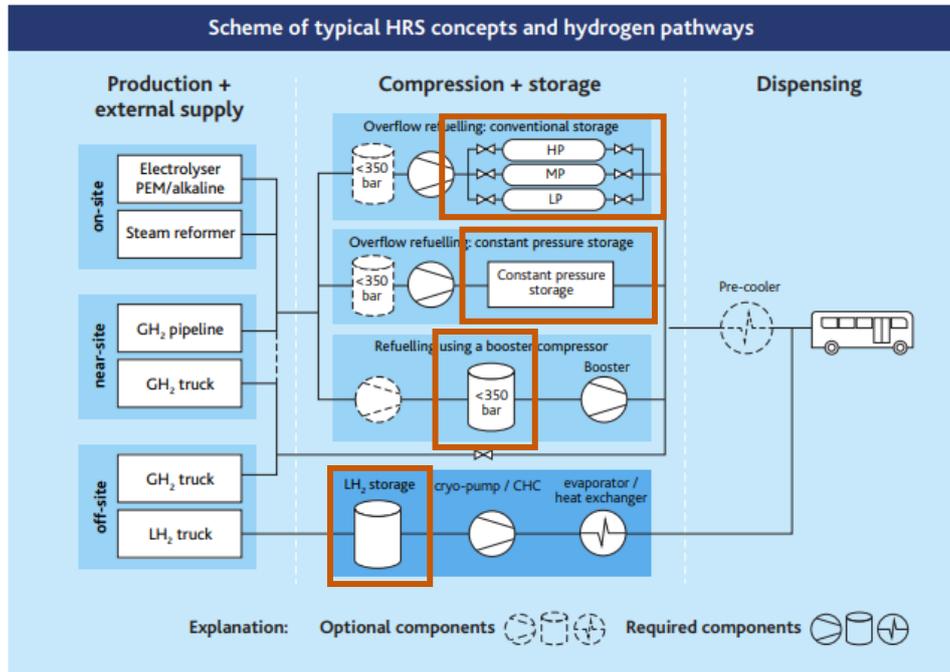


Figura 11. Tipologie di magazzino

- **Magazzino a cascata (GH2)**

La prima tipologia di magazzino descritta è definita a ‘Cascata’ a causa del percorso effettuato dell’idrogeno: il magazzino è infatti suddiviso in tre sezioni (Alta, Media e Bassa pressione) e, sfruttando la differenza di pressione tra le sezioni, è possibile far defluire l’idrogeno grazie all’apertura/chiusura di semplici valvole, evitando l’utilizzo di compressori o pompe. In figura 12 è illustrato il processo dell’idrogeno per questa tipologia di stoccaggio.

Il magazzino a cascata è abbinato al compressore standard poiché sfrutta il *production factor* della produzione ottimizzando i costi (vedi sezione 3.3, pag 33).

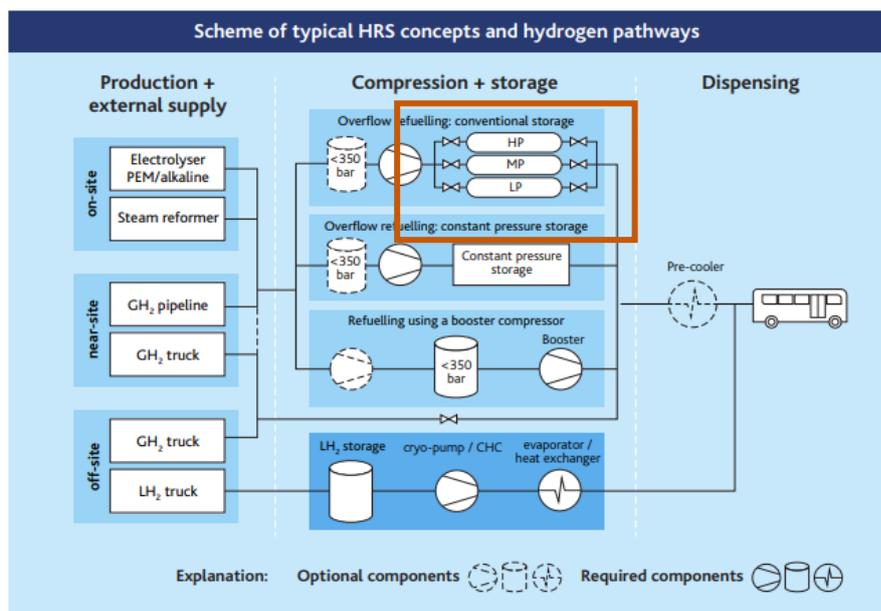


Figura 12. Percorso dell’idrogeno in caso di magazzino a cascata

L'unità modulare del magazzino è il 'Vessel', una tanica di dimensioni standard adatta a stoccare idrogeno.

I dati del magazzino a cascata sono presentati nella tabella XX

Tabella 14. Dati relativi al magazzino a cascata

Cascade Storage GH2	
LP cascade vessel pressure [bar]	500
MP cascade vessel pressure [bar]	300
HP cascade vessel pressure [bar]	150
Dispensing pressure [bar]	500
Capacity cascade vessel [kg]	43
Usable tank capacity factor	91%
Overcapacity factor [demand day]	1,9
lifetime [years]	20
Investment[\$/kg H2]	\$ 1.029,54
Installation cost factor	1,2
Energy consumption [kWh/kg]	0

La pressione varia dalla sezione più bassa (150 bar) a quella più alta (500 bar), superiore alla pressione di ingresso nel serbatoio dei bus, pari a 350 bar. Per garantire il corretto flusso dell'idrogeno tra le varie sezioni, è necessario che parte dell'idrogeno prodotto rimanga nei vessel. Per tale ragione, la tabella presenta il 'fattore di usabilità delle taniche' (usable tank capacity factor) pari al 91%; il 9% (100-91) di idrogeno deve rimanere nei vessel per garantire il flusso, aumentando inevitabilmente le dimensioni del magazzino e i relativi costi. È presente un altro fattore importante, l'*Overcapacity factor*; poiché il magazzino è il punto di incontro tra i due lati della catena produttiva, domanda (rifornimento) e offerta (produzione), si deve garantire continuità nel processo di ricarica dei bus.

Il magazzino è così sovra dimensionato, in modo da gestire i picchi (lato domanda) o eventuali rallentamenti nella produzione (lato offerta). Inoltre, è molto improbabile che tutti i bus si rechino con la stessa frequenza alla stazione: la domanda media della stazione è calcolata con il fabbisogno medio giornaliero di ogni bus, che non corrisponde alla completa ricarica⁴¹. È possibile quindi, che la stazione debba rifornire tutta la flotta nel medesimo giorno, necessitando di una quantità di idrogeno doppia rispetto alla produzione giornaliera: il fattore pari a 1,9 giorni-domanda impone così che il magazzino sia progettato per contenere fino a quasi il doppio della domanda giornaliera per ovviare a queste situazioni.

L'investimento necessario per un magazzino a cascata è di 1092 \$ per ogni kg di idrogeno stoccato⁴² [G. Saur, 2019]. È importante sottolineare il dato sul consumo energetico da parte del magazzino, pari a 0; infatti, grazie all'apertura/chiusura delle valvole si genera un naturale flusso di idrogeno per differenza di pressione, evitando l'utilizzo di compressori o pompe e, quindi, di elettricità.

⁴¹ Ogni serbatoio possiede circa due giorni di autonomia, vedi sezione 2.3 pag. 16

⁴² *Future Distributed Pem Electrolysis*, di NREL, 2019.

L'Opex di questa tipologia di magazzino sarà dunque pari a zero.
 Si dimensiona il magazzino tenendo conto dei fattori precedentemente descritti:

$$\begin{aligned} \text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kgH2}}{\text{giorno}} \right] &= \frac{\text{Domanda giornaliera} \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{giorno}} \right]}{\text{fattore di usabilità delle taniche}} \\ &= \frac{2916}{0,91} \\ &= \mathbf{3205 \text{ kg H2/giorno}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capacità Magazzino kg H2} &= \text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kgH2}}{\text{giorno}} \right] * \text{Overcapacity factor [giorni]} = \\ &= 3205 * 1,9 \\ &= \mathbf{6049 \text{ kg}} \end{aligned}$$

Ne deriva un Capex pari a:

$$\begin{aligned} \text{Capex €} &= \text{Investimento necessario } \$/\text{kg H2} * \text{Capacità Magazzino kg} * \text{Fattore installazione} * \text{Conversione €/\$} \\ &= 1092 * 6049 * 1,2 * 0,88 \\ &= \mathbf{6'980'888 \text{ €}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capex €/kg H2} &= \frac{\text{Capex €}}{\text{Domanda annuale} \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari [anni]}} \\ &= \frac{6'980'888}{911914 * 20} \\ &= \mathbf{0,383 \text{ €/kg H2}} \end{aligned}$$

Nonostante l'investimento per la costruzione del magazzino sia decisamente più significativo rispetto a quello per la compressione, la maggiore vita utile (20 anni del magazzino contro i 10 dei compressori) riduce significativamente il costo al kg del capitale.

I dati riassuntivi del magazzino a cascata sono presentati in tabella 15.

Tabella 15. Dati riassuntivi del magazzino a cascata

Cascade Storage GH2		
LP cascade vessel pressure [bar]		500
MP cascade vessel pressure [bar]		300
HP cascade vessel pressure [bar]		150
Dispensing pressure [bar]		500
Capacity cascade vessel [kg]		43
Usable tank capacity factor		0,91
Overcapacity factor [demand day]		1,9
Capacity need to meet daily demand [kg]		3205,0
Tot cascade storage capacity [kg]		6049,5
# of vessel need to meet demand [unit]		141
lifetime [years]		20
Investment[\$/kg H2]	\$	1.092,77
Installation cost factor		1,2
Investment [€/unit]		962 €
Cascade storage cost [€]		6.980.888 €
Cascade storage capex cost [€/kg]		0,383 €
Electricity consumption [kWh/kg]		0

- **Magazzino a pressione costante (GH2)**

Il magazzino a pressione costante, come suggerito dal nome, è un magazzino in cui la pressione è mantenuta costante tramite l'utilizzo di pompe idrauliche, favorendo lo scorrimento dell'idrogeno per differenza di pressione. Ovviamente, questo fenomeno si verifica solo se la pressione a cui viene mantenuto l'idrogeno è superiore a quella del serbatoio dei bus (350 bar). Il percorso dell'idrogeno, evidenziato in figura 13, collega questa tipologia di magazzino al compressore standard, sfruttando anche in questo caso il *production factor* della produzione.

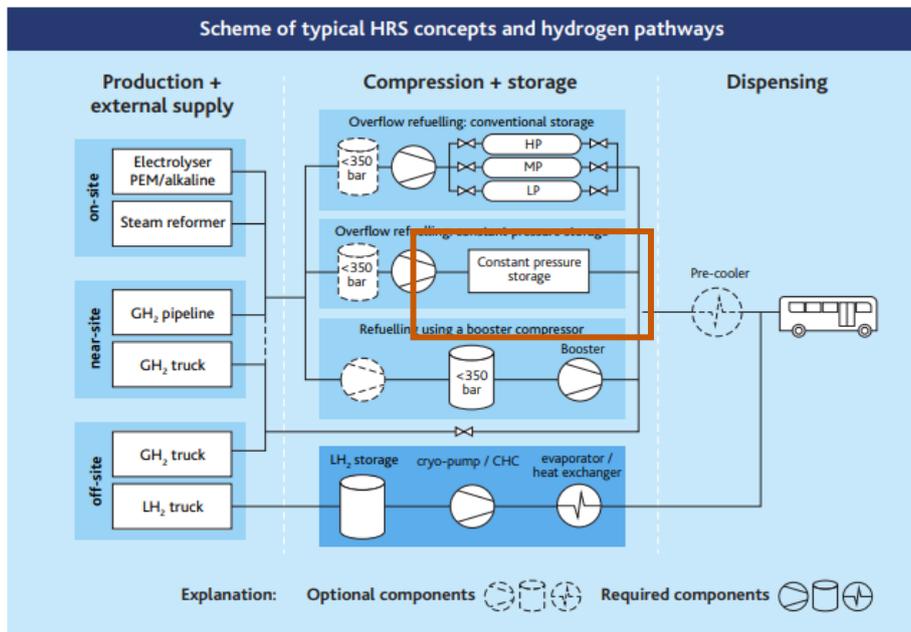


Figura 13. Percorso dell'idrogeno in caso di magazzino a pressione costante

I dati relativi al magazzino a pressione costante sono presentati in tabella 16.

Tabella 16. Dati relativi al magazzino a pressione costante

Constant pressure storage	
Investment [€/kg H ₂]	968 €
Energy consumption [kWh/kg]	1,8
Life time	20
Overcapacity factor	1,9
usable tank capacity factor [%]	95%
Tank capacity [kg]	65
Pressure [bar]	430

Come evidenziato in letteratura⁴³ [Houchins, 2020], l'investimento necessario alla costruzione di questa tipologia di magazzino è di 968 € per ogni kg di idrogeno stoccato. Poiché il naturale flusso di idrogeno è garantito dalla differenza di pressione, mantenuta costante dalle pompe idrauliche (430 bar), quasi tutto l'idrogeno può essere utilizzato per il rifornimento, portando l'*usable tank capacity factor* al 95%. L'idrogeno è stoccato in tank (vessel o cisterne) da 65 kg l'uno.

Si dimensiona il magazzino come:

$$\begin{aligned}
 \text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kg H}_2}{\text{giorno}} \right] &= \frac{\text{Domanda giornaliera} \left[\frac{\text{kg H}_2}{\text{giorno}} \right]}{\text{fattore di usabilità delle taniche}} \\
 &= \frac{2916}{0,95} \\
 &= \mathbf{3069 \text{ kg H}_2/\text{giorno}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Capacità Magazzino kg H}_2 &= \text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kg H}_2}{\text{giorno}} \right] * \text{Overcapacity factor [giorni]} = \\
 &= 3069 * 1,9 \\
 &= \mathbf{5794 \text{ kg}}
 \end{aligned}$$

Si determina il numero di tank necessari e il relativo costo:

$$\begin{aligned}
 \text{Costo tank €/unità} &= \text{Investimento necessario €/kg} * \text{Capacità tank kg/unità} * \text{Fattore installazione} \\
 &= 962 * 65 * 1,2 \\
 &= \mathbf{75'504 \text{ €/unità}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{N}^\circ \text{ di tank} &= \frac{\text{Capacità magazzino [kg]}}{\text{Capacità tank} \left[\frac{\text{kg}}{\text{unità}} \right]} \\
 &= \frac{5794}{65} \\
 &= \mathbf{90 \text{ unità}}
 \end{aligned}$$

⁴³ DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis, Cassidy Houchins, 2020

Ne deriva un Capex pari a:

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€} &= \text{Costo tank } \text{€}/\text{unità} * \text{N}^\circ \text{ di tank } [\text{unità}] \\
 &= 75'504 * 90 \\
 &= \mathbf{6'795'360\text{€}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Capex } \text{€}/\text{kg H2} &= \frac{\text{Capex } \text{€}}{\text{Domanda annuale } \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari } [\text{anni}]} \\
 &= \frac{6'795'360}{911914 * 20} \\
 &= \mathbf{0,373 \text{ €}/\text{kg H2}}
 \end{aligned}$$

A causa della presenza di pompe idrauliche, il magazzino a pressione costante consuma energia elettrica, generando un certo Opex:

$$\begin{aligned}
 \text{Opex } \frac{\text{€}}{\text{kg H2}} &= \text{costo elettricità } \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Assorbimento energia } \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \\
 &= 0,055 * 1,8 \\
 &= \mathbf{0,099 \text{ €}/\text{kg H2}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Opex } \text{€}/\text{anno} &= \text{Opex } \text{€}/\text{kg} * \text{N}^\circ \text{ di kg prodotti annualmente } \text{kg}/\text{anno} \\
 &= 0,099 * 911914 \\
 &= \mathbf{90'279 \text{ €}/\text{anno}}
 \end{aligned}$$

Come evidenziato dai dati, la capacità totale del magazzino e il relativo costo sono ridotti a causa di un maggiore fattore di usabilità (95 vs 91%).

I dati riassuntivi del magazzino a pressione costante sono presentati in tabella 17.

Tabella 17. Dati riassuntivi magazzino a pressione costante

Constant pressure storage	
Investment [€/kg H ₂]	968 €
Pressure [bar]	430
Life time [years]	20
Capacity to meet daily demand [kg]	5794,77
Overcapacity factor	1,9
usable tank capacity factor [%]	95%
Tank capacity [kg]	65
# of tank to meet daily demand	90
Installation cost factor	1,2
Tank cost [€/unit]	75.504,00 €
Constant pressure storage cost [€]	6.795.360,00 €
Constant pressure storage capital cost [€/kg]	0,373 €
Electricity consumption [kWh/kg]	1,8

- **Magazzino a bassa pressione**

Questa tipologia di magazzino è utilizzata in combinazione al booster compressor, come indicato in figura 14.

Dopo la fase di produzione, l'idrogeno è inviato direttamente al magazzino, senza subire variazioni di pressione. Successivamente, quando necessario al rifornimento, è compresso e inviato al distributore.

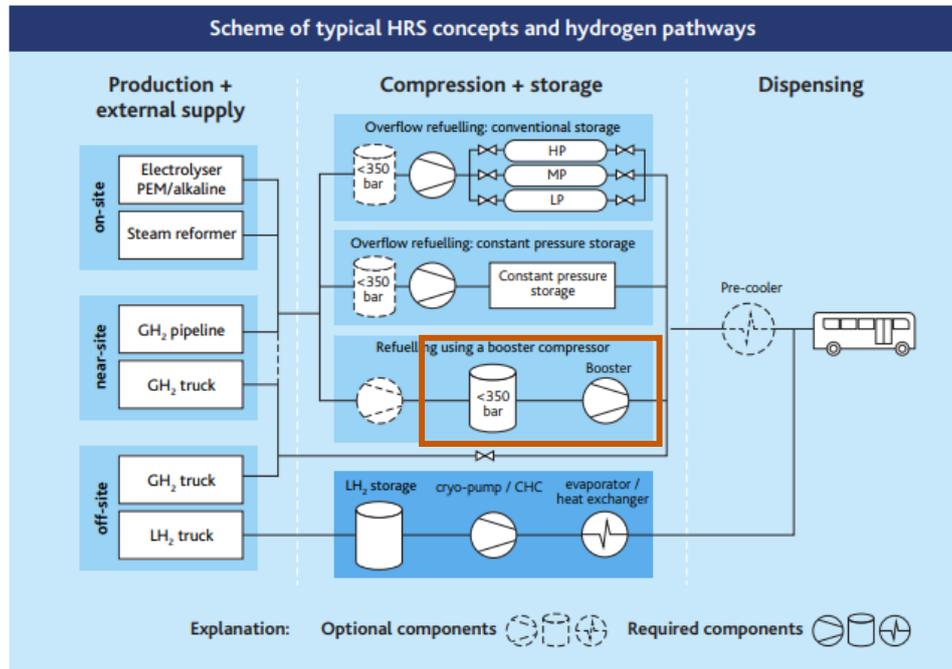


Figura 14. Percorso dell'idrogeno in caso di magazzino a bassa pressione

Data la consistente potenza del booster compressor, capace di comprimere il gas in tempi brevi, l'utilizzo di un magazzino che fornisca la pressione desiderata in uscita risulterebbe ridondante e dispendioso. I dati relativi al magazzino a bassa pressione sono presentati in tabella 18.

Tabella 18. Dati relativi al magazzino a bassa pressione

Constant pressure storage	
Investment [€/kg H ₂]	968 €
Energy consumption [kWh/kg]	1,8
Life time	20
Overcapacity factor	1,9
usable tank capacity factor [%]	95%
Tank capacity [kg]	65
Pressure [bar]	430

Il magazzino è organizzato in vessel da 123 kg, venduti ad un prezzo superiore a quelli del magazzino a cascata a fronte di una capacità quasi tripla (123 vs 43 kg/vessel). La pressione varia dai 20 ai 250 bar, con un fattore di usabilità del 95%. Data la maggiore usabilità rispetto al magazzino a cascata, ci si aspetta un costo finale del magazzino notevolmente ridotto. Tuttavia, l'idrogeno è prodotto e successivamente stoccato per 18 ore al giorno⁴⁴, mentre è distribuito in sole 5,6 ore: l'*overcapacity factor* aumenta a 2,5 giorni-domanda per garantire la continuità del flusso produttivo nel suo collo di bottiglia (la distribuzione).

I vantaggi di costo sono così scompensati dalla necessità di aumentare la capacità del magazzino.

Poiché il magazzino non utilizza pompe idrauliche per mantenere costante la pressione, il consumo di elettricità e il relativo Opex sono nulli.

Si definisce la dimensione e il costo del magazzino:

$$\begin{aligned}
 & \text{Capacità utilizzabile vessel} \left[\frac{\text{kgH}_2}{\text{vessel}} \right] \\
 &= \text{Capacità vessel} \left[\frac{\text{kg}}{\text{vessel}} \right] * \text{Fattore di usabilità} \\
 &= 123,45 * 0,95 \\
 &= \mathbf{117,27 \text{ kg H}_2/\text{vessel}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kgH}_2}{\text{giorno}} \right] &= \frac{\text{Domanda giornaliera} \left[\frac{\text{kg H}_2}{\text{giorno}} \right]}{\text{fattore di usabilità delle taniche}} \\
 &= \frac{2916}{0,95} \\
 &= \mathbf{3069 \text{ kg H}_2/\text{giorno}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Capacità Magazzino kg H}_2 &= \text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kgH}_2}{\text{giorno}} \right] * \text{Overcapacity factor [giorni]} = \\
 &= 3069 * 2,5 \\
 &= \mathbf{7675,19 \text{ kg}}
 \end{aligned}$$

⁴⁴ Il production factor della produzione è pari al 75%

Si determina il numero di vessel necessari e il relativo costo:

$$\begin{aligned} \text{Costo vessel €/unità} &= \text{Prezzo listino \$/unità} * \text{fattore di installazione} * \text{fattore conversione €/\$} \\ &= 131'071 * 1,2 * 0,88 \\ &= \mathbf{138'410 \text{ €/unità}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N^\circ \text{ di vessel} &= \frac{\text{Capacità magazzino kg}}{\text{Capacità vessel} \frac{\text{kg}}{\text{unità}}} \\ &= \frac{7675,19}{123} \\ &= \mathbf{63 \text{ unità}} \end{aligned}$$

Ne deriva un Capex pari a:

$$\begin{aligned} \text{Capex €} &= \text{Costo vessel €/unità} * N^\circ \text{ di vessel} \\ &= 131'071 * 63 \\ &= \mathbf{8'719'891 \text{ €}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capex €/kg HJ} &= \frac{\text{Capex €}}{\text{Domanda annuale} \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari [anni]}} \\ &= \frac{8'719'891}{911914 * 20} \\ &= \mathbf{0,478 \text{ €/kg H2}} \end{aligned}$$

Come anticipato, l'*overcapacity factor* così elevato impatta notevolmente sul costo finale del magazzino, risultando in un costo al kg del capitale superiore alle altre tipologie di stoccaggio presentate (0,478 €/kg vs 0,383 €/kg per il magazzino a cascata e 0,373 €/kg per il magazzino a pressione costante).

In conclusione, i notevoli vantaggi in termini di costo presentati dalla combinazione '*Booster compressor*+magazzino a bassa pressione' sono annullati dalla struttura del processo produttivo: aumentando la finestra disponibile al rifornimento dei bus aumenterebbe il *production factor* dei *compressori booster* (riducendone il numero necessario e quindi il costo) e si ridurrebbe il gap temporale presente tra la fase di produzione e quella di distribuzione, riducendo conseguentemente l'*overcapacity factor* del magazzino e, quindi, la relativa dimensione (e il costo).

I dati riassuntivi del magazzino a bassa pressione sono presentati in tabella 19.

Tabella 19. Dati riassuntivi del magazzino a bassa pressione.

Low pressure storage		
Vessel capacity [kg]		123,45
Usable tank capacity factor		95%
Vessel useable capacity [kg]		117,2775
Capacity need to meet daily demand [kg]		7675,19
Overcapacity factor		2,5
Tot LP capacity [kg]		7291,4
# of vessel need		63
life time [years]		20
Min Pressure [bar]		20
Max pressure [bar]		250
Uninstalled vessel cost [\$/unit]	\$	131.071,00
Installation cost factor		1,2
Installed vessel cost [€/unit]		138.410,98 €
LP storage cost [€]		8.719.891,49 €
Lp storage capex cost [€/kg]		0,478 €
Energy consumption [kWh/kg]		- €

- **Magazzino Idrogeno Liquido (LH2)**

La tipologia di magazzino descritta in questa sezione riguarda lo stoccaggio dell'idrogeno quando si presenta nel suo stato liquido, come evidenziato dalla figura 15.

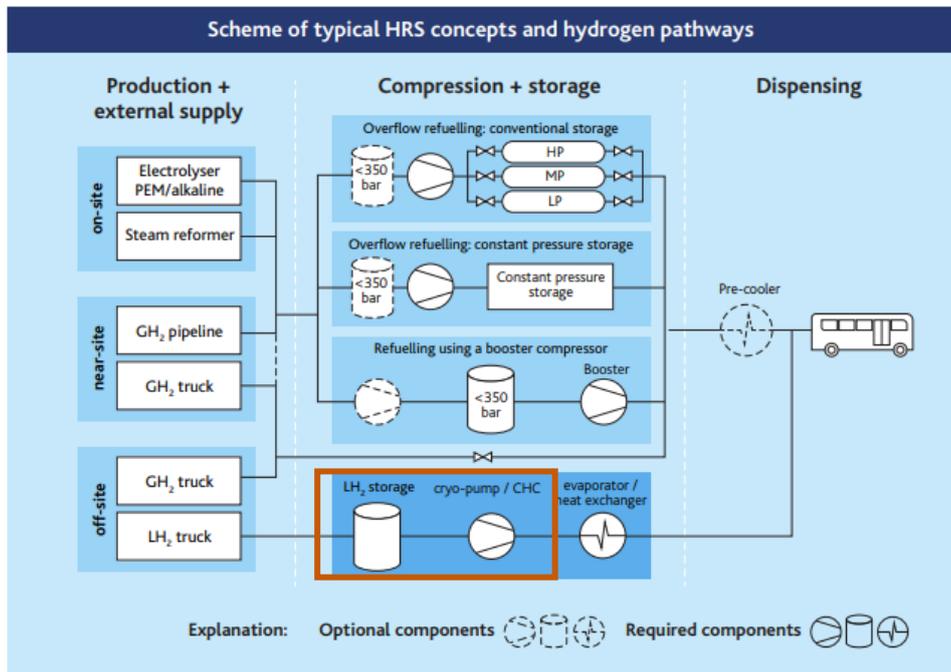


Figura 15. Percorso dell'idrogeno quando si presenta allo stato liquido

I dati del magazzino di idrogeno liquido sono presentati in tabella 20.

Tabella 20. Dati relativi al magazzino di idrogeno liquido.

Storage LH2	
Investment [€/kg H2]	100 €
Energy consumption [kWh/kg]	0
Life time [years]	20
Boil-off loses [%/day]	0,5%
Overcapacity factor	2,5
usable tank capacity factor [%]	98%

- Come riportato in NBF⁴⁵ [B. Reuter, 2017], l'investimento al kg necessario è di 100€, notevolmente inferiore rispetto alle tipologie di magazzino precedentemente descritte. Questa riduzione è dovuta al minor volume occupato dall'idrogeno quando in forma liquida, che si traduce in un risparmio di costi. Nella fase di stoccaggio non si consuma energia poiché la bassa temperatura necessaria al mantenimento dello stato liquido è garantita dal materiale isolante in cui è contenuto l'idrogeno. Tuttavia, per condensare l'idrogeno è necessario un particolare processo molto dispendioso in termini di energia, che verrà descritto nella sezione dedicata⁴⁶. Anche in questo caso, poiché l'idrogeno è prelevato solo quando necessario al rifornimento, l'*overcapacity factor* presenta un valore di 2,5 giorni-domanda. Da sottolineare il fattore di usabilità per questa tipologia di stoccaggio, prossimo all'unità (98%), che riduce parzialmente la capacità necessaria del magazzino.

Rispetto all'idrogeno gassoso, l'idrogeno liquido presenta il fenomeno delle perdite per evaporazione (boil-off loses): nonostante il magazzino sia completamente isolato, è impossibile mantenere l'intero volume di idrogeno in forma liquida. Pertanto, una piccola frazione (circa lo 0,5% del volume stoccato quotidianamente) evapora, ritornando gassosa.

Si dimensiona il magazzino:

$$\begin{aligned}
 \text{Capacità Magazzino [kg H2]} &= \text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kgH2}}{\text{giorno}} \right] * \text{Overcapacity factor [giorni]} = \\
 &= 2916 * 2,5 \\
 &= \mathbf{7291,43 \text{ kg}} \\
 &= \frac{\text{Capacità necessaria} \left[\frac{\text{kgH2}}{\text{giorno}} \right]}{\text{fattore di usabilità delle taniche} * (1 - \text{perdite per evaporazione})} \\
 &= \frac{7291}{0,98 * (1 - 0,005)} \\
 &= \mathbf{7478 \text{ kg H2/giorno}}
 \end{aligned}$$

⁴⁵ NewBusFuel, US DOE H2A-B, 2020

⁴⁶ Vedi capitolo 3, sezione 3.7, pagina 76

Si determina il relativo Capex:

$$\begin{aligned} \text{Capex } \text{€} &= \text{Investimento } \text{€}/\text{kg} * \text{Capacità necessaria kg} * \text{Fattore installazione} \\ &= 100 * 7478 * 1,2 \\ &= \mathbf{897'314 \text{ €}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capex } \text{€}/\text{kg H2} &= \frac{\text{Capex } \text{€}}{\text{Domanda annuale } \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari [anni]}} \\ &= \frac{897'314}{911914 * 20} \\ &= \mathbf{0,05 \text{ €}/\text{kg H2}} \end{aligned}$$

Anche in questo caso, i vantaggi di costo sono scompensati dall'*overcapacity factor*, risultando in un costo al kg del capitale di 0,05 €, decisamente ridotto rispetto alle altre tipologie, ma non quanto potrebbe se si aumentasse la finestra disponibile per il rifornimento.

I dati riassuntivi del magazzino di idrogeno liquido sono presentati in tabella 20.

Tabella 21. Dati riassuntivi del magazzino di idrogeno liquido

Storage LH2	
Investment [€/kg H2]	100,00 €
Energy consumption [kWh/kg]	0
Life time	20
Boil-off losses [%/day]	0,5%
Overcapacity factor	2,5
Tot Lh2 storage capacity [kg]	7291,43
usable tank capacity factor [%]	98%
Capacity need to meet daily demand [kg/day]	7478
Installation cost factor	1,2
Installed storage cost [€]	897.314,22 €
LH2 capital cost [€/kg]	0,05 €

Distribuzione

In questa sezione è affrontata la fase relativa alla distribuzione, cioè al rifornimento dei bus. Questa operazione avviene tramite un macchinario chiamato *Dispenser*, molto simile alla comune pompa di benzina. Indipendentemente dallo stato dell'idrogeno (liquido o gassoso), tutti i percorsi terminano con questa fase, illustrata in figura 16.

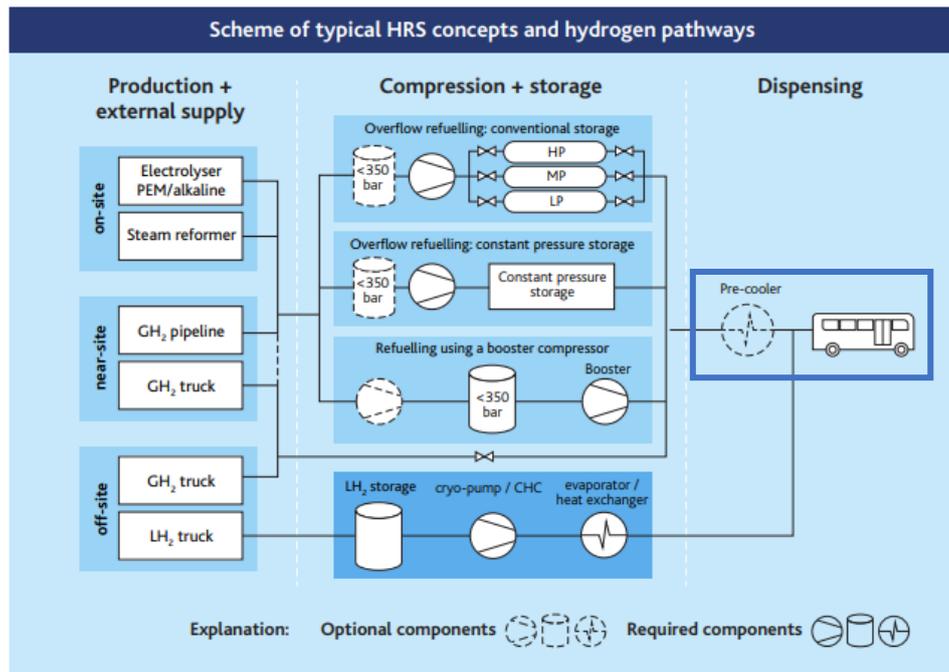


Figura 16. Posizionamento del dispenser nel processo produttivo

I dati relativi al dispenser sono riportati nel progetto NBF e presentati in tabella 22.

Tabella 22. Dati relativi al dispenser

Dispenser	
time to fill [min/bus]	14,25
refuel window [min/day*dispenser]	337,5
Energy consumption [kWh/kg]	0
Lifetime	20
Uninstalled dispenser cost [€/unit]	200.000,00 €
Installation cost factor	1,2

L'intervallo di tempo necessario al rifornimento è di 14,25 minuti per ogni bus, considerando sia i tempi attivi (effettivo rifornimento) e sia quelli passivi (ingresso in stazione, estrazione della pompa ecc). Il consumo di energia elettrica è pressoché nullo (Opex zero) e il prezzo di listino di ogni dispenser è di 200 K€ [B. Reuter, 2017].

Data la finestra disponibile pari a 337 minuti⁴⁷, è possibile calcolare il numero massimo di bus riforniti da ogni dispenser come:

$$\begin{aligned}
 \text{N}^\circ \text{ di bus riforniti giornalmente bus/dispenser*giorno} &= \frac{\text{finestra rifornimento} \left[\frac{\text{minuti}}{\text{giorno*dispenser}} \right]}{\text{tempo di rifornimento} \left[\frac{\text{minuti}}{\text{bus}} \right]} \\
 &= \frac{337,5}{14,25} \\
 &= \mathbf{24 \text{ bus/dispenser*giorno}}
 \end{aligned}$$

Si calcola il numero di dispenser da utilizzare **in parallelo** per soddisfare la domanda:

⁴⁷ 337 minuti = 5,6 ore

N° di dispenser necessari [dispenser] =

$$= \frac{106}{24} + 1$$

$$= \mathbf{6 \text{ dispenser}}$$

SI calcola quindi il relativo Capex:

$$\text{Costo dispenser €/unità} = \text{Prezzo listino €/unità} * \text{fattore di installazione}$$

$$= 200'000 * 1,2$$

$$= \mathbf{240'000 \text{ €/unità}}$$

$$\text{Capex €} = \text{Costo dispenser €/unità} * \text{N° di dispenser [unità]}$$

$$= 240'000 * 6$$

$$= \mathbf{1'440'000 \text{ €}}$$

$$\text{Capex €/kg H2} = \frac{\text{Capex €}}{\text{Domanda annuale} \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari [anni]}}$$

$$= \frac{1'440'000}{911914 * 20}$$

$$= \mathbf{0,08 \text{ €/kg H2}}$$

I dati riassuntivi del dispenser sono presentati in tabella 23.

Tabella 23. Dati riassuntivi del dispenser

Dispenser	
time to fill [min/bus]	14,25
refuel window [min/day*dispenser]	337,5
# of refueled bus [bus/day*dispenser]	24
# of dispenser need to meet daily demand	6
Energy consumption [kWh/kg]	0
Lifetime [years]	20
Uninstalled dispenser cost [€/unit]	200.000,00 €
Installation cost factor	1,2
Installed dispenser cost [€/unit]	240.000,00 €
Dispenser cost [€]	1.440.000,00 €
Dispenser capital cost [€/kg]	0,08 €

È evidente che il costo del capitale al kg della fase di distribuzione sia molto ridotto, impattando sul costo finale del prodotto per pochi centesimi.

Come anticipato all'inizio della sezione, tutti i percorsi dell'idrogeno terminano con la fase di distribuzione tramite dispenser. Tuttavia, è necessaria una fase intermedia, il **Pre-cooling**: per essere correttamente inserito nel serbatoio dei bus, l'idrogeno deve passare per un evaporatore/scambiatore (pre-cooler) per far sì che raggiunga i giusti livelli di temperatura e pressione. Il percorso è illustrato in figura 17.

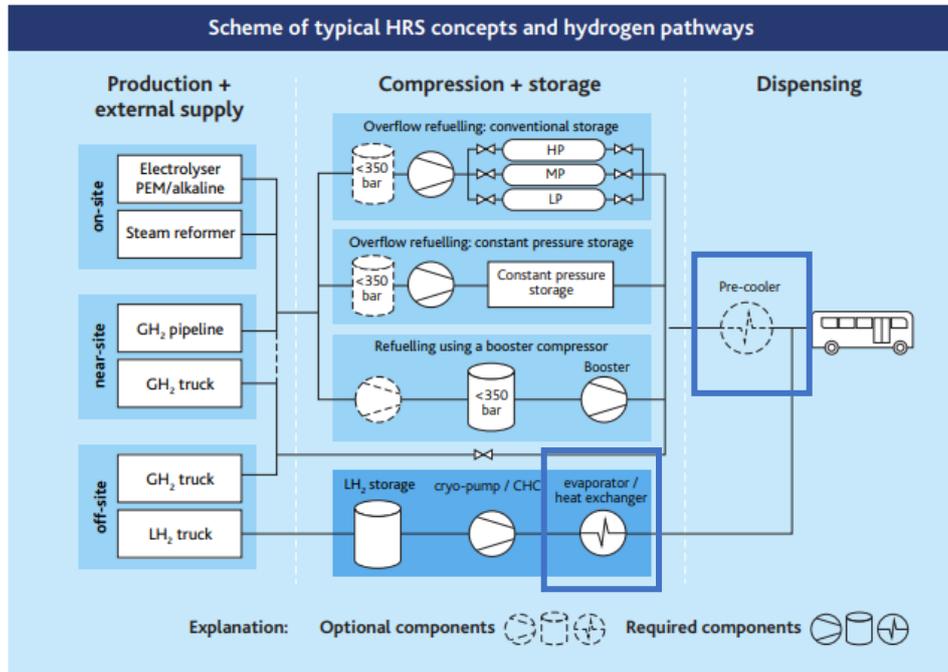


Figura 17. Percorso dell'idrogeno gassoso e liquido

I dati operativi dell'evaporatore/ scambiatore di calore sono raccolti nel progetto *NBF*, mentre quelli relativi all'investimento in capitale nel progetto *Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis*⁴⁸. I dati riassuntivi sono presentati in tabella 24.

Tabella 24. Dati relativi allo scambiatore di calore/evaporatore

Evaporator-heat exchanger	
Capacity [kg/unit]	5200
Lifetime [years]	15
Uninstalled equipment cost [€/unit]	\$ 39.810,00
Installation cost factor	2,2
Energy consumption [kWh/kg]	1,1

La capacità di ogni evaporatore è di circa 5200 kg, nettamente superiore alla domanda giornaliera di idrogeno, pari a 3000 kg. Tuttavia, per evitare rallentamenti in fase di distribuzione in caso di guasti o malfunzionamenti, si è deciso di raddoppiare l'investimento acquistando due unità. Il prezzo di listino è di 39,8 k\$/evaporatore [Houchins, 2020] a fronte di un fattore di installazione pari a 2,2. Poiché l'evaporatore utilizza energia, vi sarà un consumo di elettricità e, di conseguenza, un certo Opex⁴⁹.

Analogamente a quanto fatto nelle altre sezioni, si deriva l'Opex e il Capex della fase:

$$Opex \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} = \text{costo elettricità} \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Assorbimento energia} \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

⁴⁸ DOE *Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis*, Cassidy Houchins, 2020

⁴⁹ N.B. Questa fase non va assolutamente confusa con quella del congelamento dell'idrogeno, operazione necessaria al cambio di stato (da gassoso a liquido), effettuata successivamente alla produzione. Questa parte è descritta nella sezione dedicata (vedi capitolo 3, sezione 3.7, pag. 76)

$$=0,055 * 1,1$$

$$=0,06 \text{ €/kg H2}$$

$$\text{Opex €/anno} = \text{Opex €/kg} * \text{N}^\circ \text{ di kg prodotti annualmente kg/anno}$$

$$=0,06 * 911914$$

$$=55'170 \text{ €/anno}$$

$$\text{Costo evaporatore €/unità} = \text{Prezzo listino \$/unità} * \text{fattore di installazione} * \text{fattore conversione €/\$}$$

$$=39'810 * 2,2 * 0,88$$

$$=77'072 \text{ €/unità}$$

$$\text{Capex €} = \text{Costo evaporatore €/unità} * \text{N}^\circ \text{ di evaporatori [unità]}$$

$$=77'072 * 2$$

$$= 154'144 \text{ €}$$

$$\text{Capex €/kg H2} = \frac{\text{Capex €}}{\text{Domanda annuale} \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile macchinari [anni]}}$$

$$= \frac{154'144}{911914 * 15}$$

$$=0,0113 \text{ €/kg H2}$$

I dati riassuntivi dell'evaporatore sono presentati in tabella 25.

Tabella 25. Dati relativi all'evaporatore/scambiatore di calore

Evaporator-heat exchanger	
Capacity [kg/unit*day]	5200
Lifetime	15
Uninstalled equipment cost €/unit]	\$ 39.810,00
Installation cost factor	2,2
Installed equipment cost [€/unit]	77.072,16 €
# of pre-cooler need to meet daily demand	2
Refrigeration cost [€]	154.144,32 €
Refrigeration capex cost [€/kg]	0,0113 €
Energy consumption [kWh/kg]	1,1

Produzione on-site: costo finale dell'idrogeno

Il costo finale dell'idrogeno è costituito dalla componente operativa (Opex) e dalla componente capitale (Capex). Per determinare il costo di ciascuna componente, è sufficiente sommare i valori di Opex e Capex derivati nel capitolo 3.

I dati riassuntivi della **produzione on-site** sono presentati nelle tabelle 26,27,28,29,30,31, divisi per tecnica di produzione (Elettrolisi o steam reformer) e per tipologia di stoccaggio utilizzata (cascata, pressione costante o bassa pressione). Per ogni percorso dell'idrogeno sono

presentati due grafici a torta (da fig. 18 a fig.30), per i costi operativi e di capitale, per visualizzare l'impatto di ciascuna voce sul costo totale di produzione.

Tabella 26. Costo totale dell'idrogeno in caso di magazzino a cascata, PEMEL

ON-SITE PRODUCTION PEMEL CASCADE FLOW					
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX		
	€/kg	relative %		€/kg	relative %
Production electricity cost (PEMEL)	3,24 €	94%	PEMEL	0,97 €	58%
Compression electricity cost	0,12 €	4%	Compression	0,24 €	14%
Storage electricity cost	- €	0%	Storage	0,36 €	22%
Precooling electricity cost	0,06 €	2%	Pre-cooler	0,01 €	1%
Water	0,04 €	1%	Dispenser	0,08 €	5%
TOT	3,46 €	68%	TOT	1,66 €	32%
TOT	5,12 €				

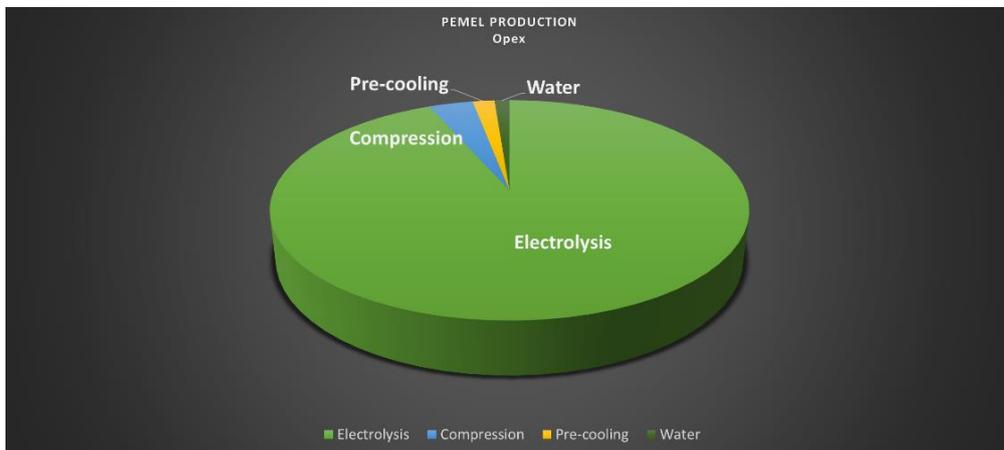


Figura 18. Costi operativi in caso di magazzino a cascata, PEMEL

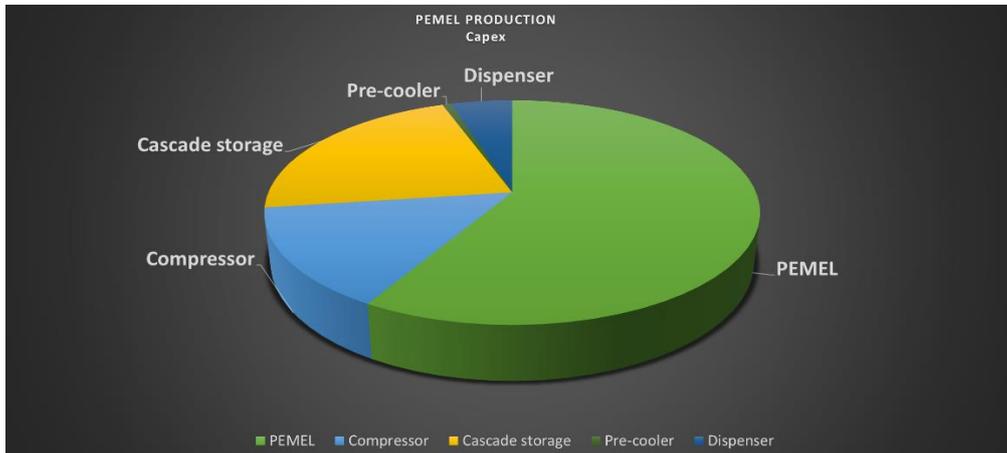


Figura 19 Costi di capitale in caso di magazzino a cascata, PEMEL

Tabella 27. Costo totale dell'idrogeno in caso di magazzino a pressione costante, PEMEL

ON-SITE PRODUCTION PEMEL CONSTANT PRESSURE STORAGE						
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX			
	€/kg	relative %		€/kg	relative %	
Production electricity cost (PEMEL)	3,24 €	91%	PEMEL	0,97 €	58%	
Compression electricity cost	0,12 €	3%	Compression	0,24 €	14%	
Storage electricity cost	0,10 €	3%	Storage	0,37 €	22%	
Precooling electricity cost	0,06 €	2%	Pre-cooler	0,01 €	1%	
Water	0,04 €	1%	Dispenser	0,08 €	5%	
TOT	3,56 €	68%	TOT	1,67 €	32%	
TOT	5,23 €					

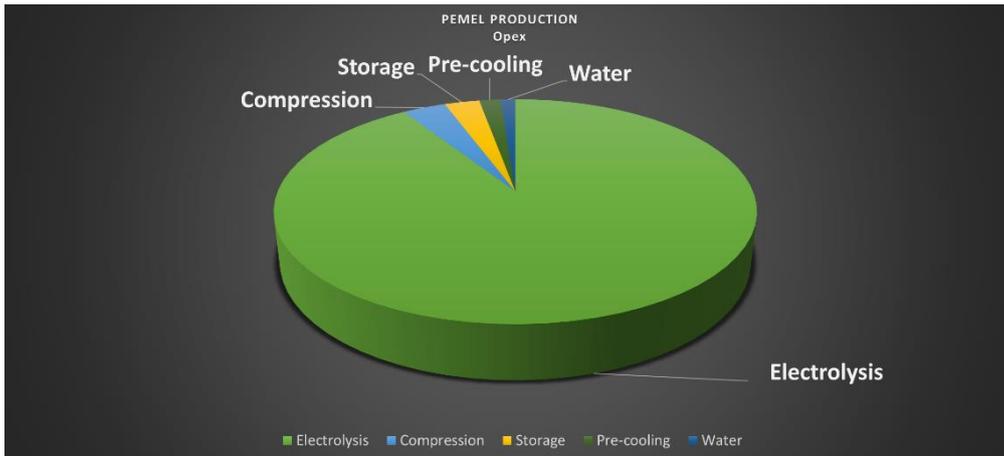


Figura 20. Costi operativi in caso di magazzino a pressione costante, PEMEL

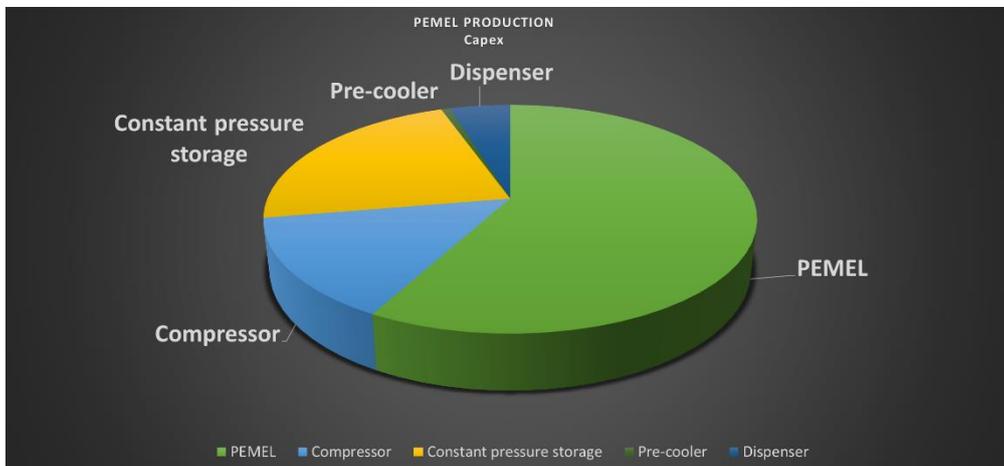


Figura 21. Costi di capitale in caso di magazzino a pressione costante, PEMEL

Tabella 28. Costo finale dell'idrogeno in caso di magazzino a bassa pressione, PEMEL

ON-SITE PRODUCTION PEMEL LOW PRESSURE STORAGE						
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX			
	€/kg	relative %		€/kg	relative %	
Production electricity cost (PEMEL)	3,24 €	93%	PEMEL	0,97 €	50%	
Compression electricity cost	0,13 €	4%	Compression	0,42 €	21%	
Storage electricity cost	- €	0%	Storage	0,48 €	24%	
Precooling electricity cost	0,06 €	2%	Pre-cooler	0,01 €	1%	
Water	0,04 €	1%	Dispenser	0,08 €	4%	
TOT	3,47 €	64%	TOT	1,95 €	36%	
TOT	5,42 €					

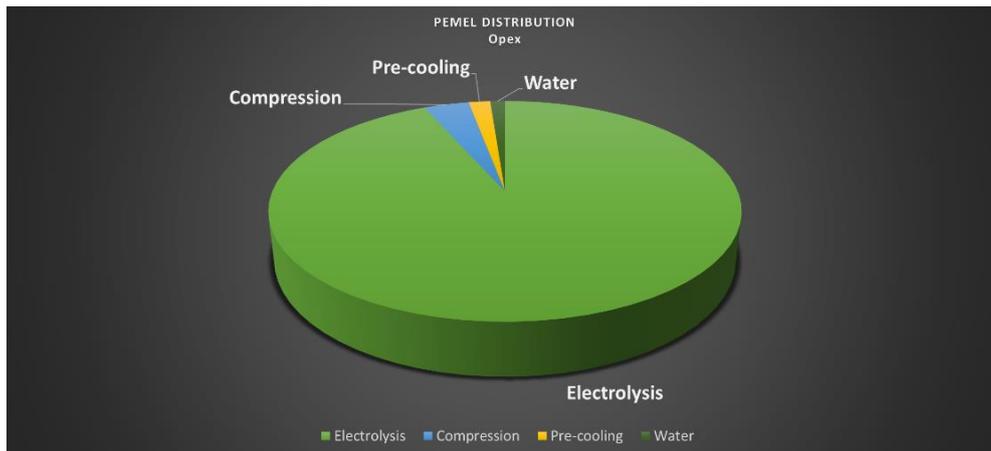


Figura 22. Costi operativi in caso di magazzino a bassa pressione, PEMEL

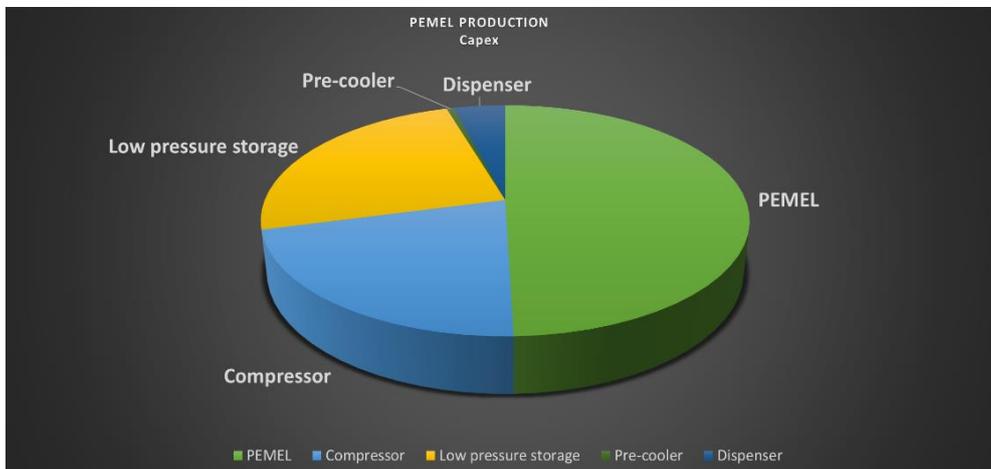


Figura 23. Costi di capitale in caso di magazzino a bassa pressione, PEMEL

Tabella 29. Costo finale dell'idrogeno in caso di magazzino a cascata, SMR

ON-SITE PRODUCTION SMR CASCADE FLOW						
1 kg H2 OPEX	€/kg	relative %		1 kg H2 CAPEX	€/kg	relative %
Production electricity cost (SR)	1,32 €	85%		Steam reformer	0,61 €	37%
Compression electricity cost	0,12 €	8%		Compression	0,24 €	14%
Storage electricity cost	- €	0%		Storage	0,36 €	22%
Precooling electricity cost	0,06 €	3,9%		Pre-cooler	0,01 €	0,7%
Water	0,04 €			Dispenser	0,08 €	5%
TOT	1,54 €	54%		TOT	1,30 €	46%
TOT	2,84 €					

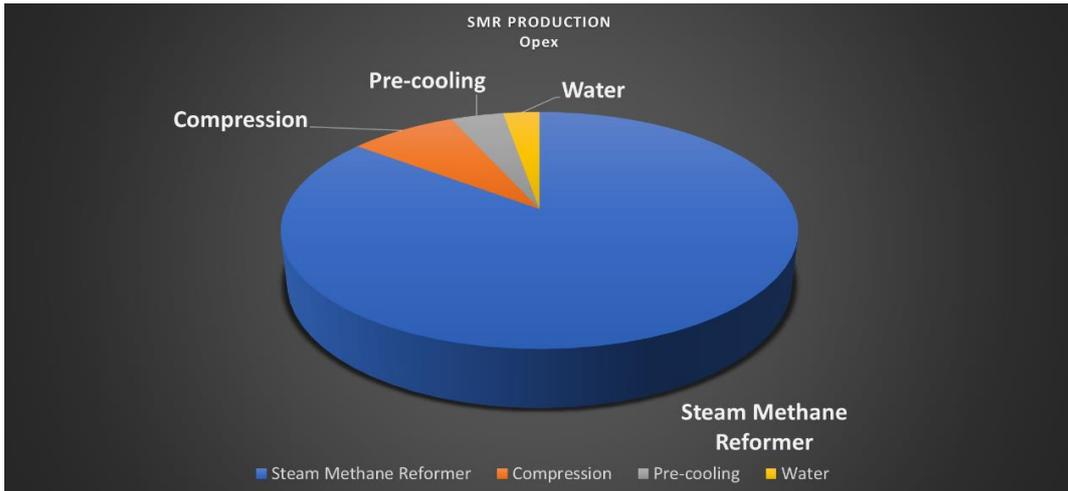


Figura 24. Costi operativi in caso di magazzino a cascata, SMR

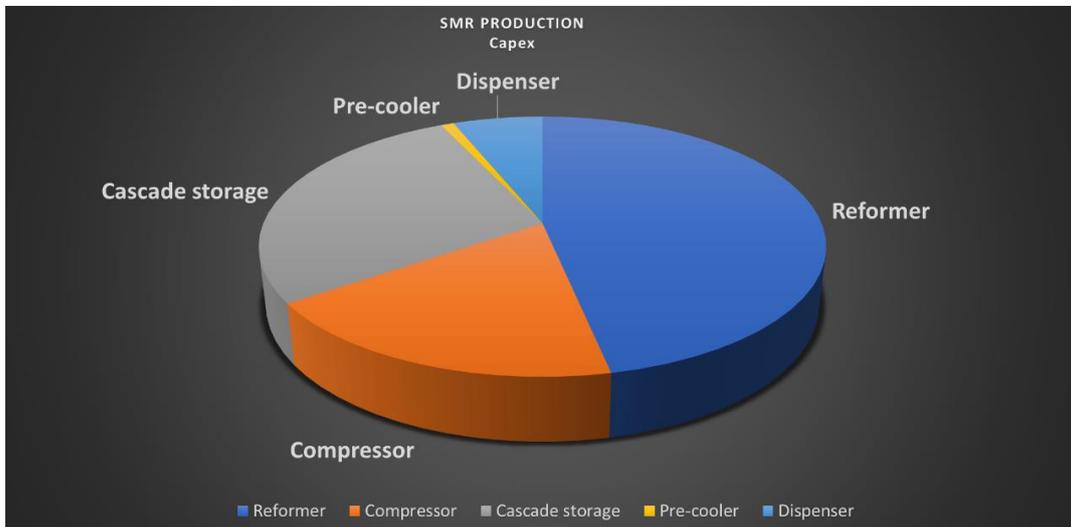


Figura 25. Costi di capitale in caso di magazzino a cascata, SMR

Tabella 30. Costo finale dell'idrogeno in caso di magazzino a pressione costante, SMR

ON-SITE PRODUCTION SMR CONSTANT PRESSURE STORAGE						
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX			
	€/kg	relative %		€/kg	relative %	
Production electricity cost (SR)	1,32 €	80%	Steam reformer	0,61 €	46%	
Compression electricity cost	0,12 €	7%	Compression	0,24 €	18%	
Storage electricity cost	0,10 €	6%	Storage	0,37 €	28%	
Precooling electricity cost	0,06 €	3,7%	Pre-cooler	0,01 €	0,9%	
Water	0,04 €	1%	Dispenser	0,08 €	6%	
TOT	1,64 €	56%	TOT	1,31 €	44%	
TOT	2,95 €					

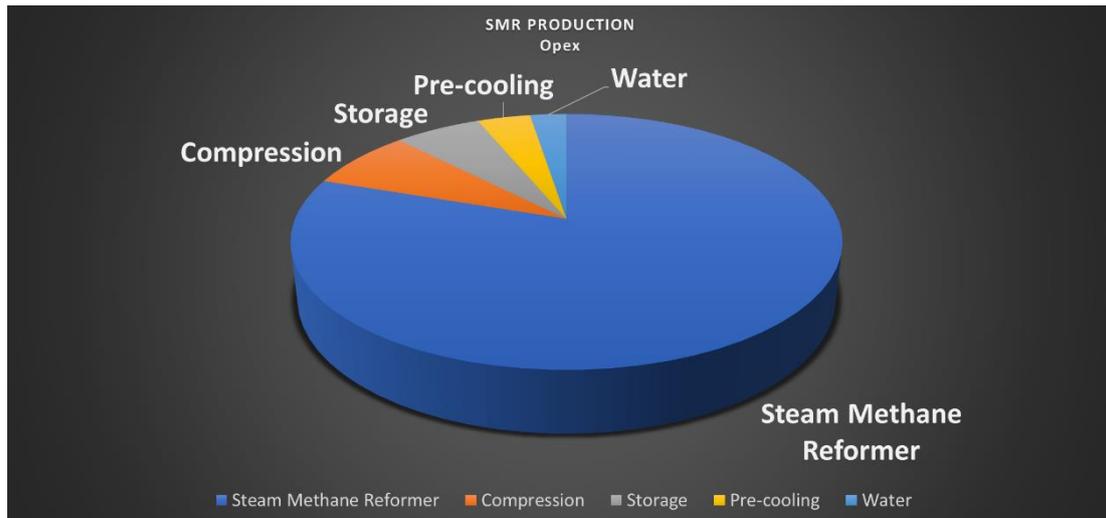


Figura 26. Costi operativi in caso di magazzino a pressione costante, SMR

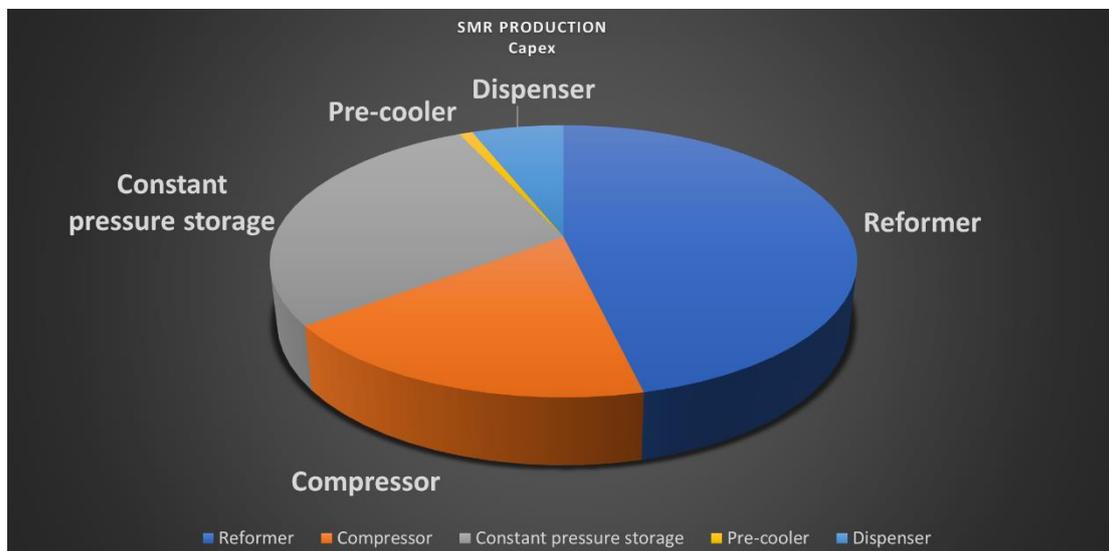


Figura 27. Costi di capitale in caso di magazzino a pressione costante, SMR

Tabella 31. Costi finale dell'idrogeno in caso di magazzino a bassa pressione, SMR

ON-SITE PRODUCTION SMR LOW PRESSURE STORAGE					
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX		
	€/kg	relative %		€/kg	relative %
Production electricity cost (SR)	1,32 €	85%	Steam reformer	0,61 €	38%
Compression electricity cost	0,13 €	8%	Compressor	0,42 €	26%
Storage electricity cost	- €	0%	Storage	0,48 €	30%
Pre-cooler	0,06 €	3,9%	Pre-cooler	0,01 €	0,7%
Water	0,04 €	1%	Dispenser	0,08 €	5%
TOT	1,55 €	49%	TOT	1,59 €	51%
TOT	3,14 €				

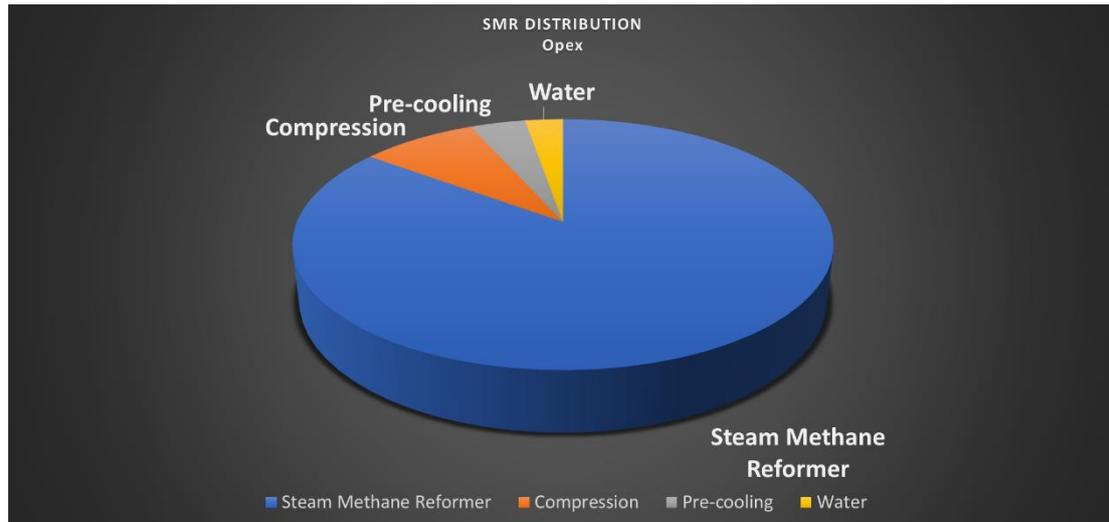


Figura 28. Costi operativi in caso di magazzino a bassa pressione, SMR

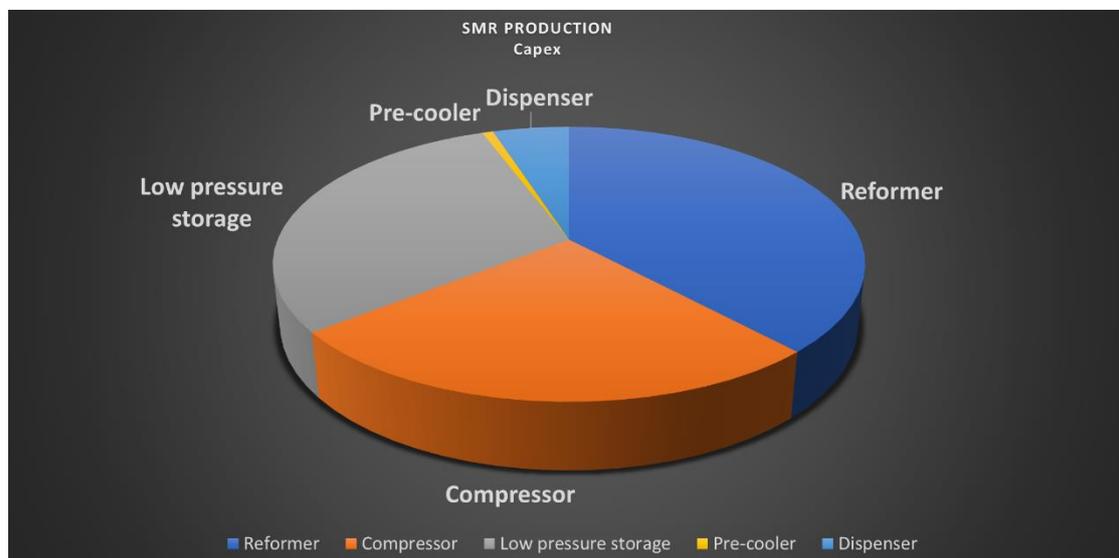


Figura 29. Costi di capitale in caso di magazzino a bassa pressione, SMR

Osservando le tabelle e i grafici, si nota subito come il costo di produzione tramite steam reformer sia notevolmente ridotto rispetto a quello della produzione tramite elettrolisi (1,3 € vs 3,2 €): le motivazioni sono da ricondurre al minor costo del metano rispetto a quello dell'elettricità.

Tuttavia, è importante ribadire che il metano così prodotto non è sostenibile poiché ricavato da combustibili fossili: per poter paragonare effettivamente le due tecnologie bisognerebbe utilizzare un prodotto ricavato esclusivamente da fonti di energia rinnovabile (ad esempio il biometano, il cui prezzo però è di circa tre volte superiore a quello del comune metano).

Le tabelle presentano anche l'impatto relativo di ciascuna fase sul costo finale del prodotto: si nota come la produzione in entrambi i casi rappresenti la voce di costo più consistente, responsabile di circa l'**80-90%** dei costi operativi.

In caso di produzione tramite elettrolisi, l'Opex rappresenta circa il 66% del costo finale del prodotto, a fronte di un 33% di Capex. Invece, proprio per il minor costo del metano rispetto all'elettricità, se si utilizza uno reformer in produzione la componente operativa (Opex) e quella capitale (Capex) si equivalgono (circa il 50% ciascuna). Analizzando i costi di capitale, è evidente come l'elettrolizzatore e il reformer rappresentino la voce più determinante (circa il 50%). Fa eccezione la combinazione booster compressor e magazzino a bassa pressione; sebbene il reformer sia sempre lo stesso, i maggiori costi di compressione e stoccaggio, dovuti al *production factor* incidono notevolmente, dividendo in parti uguali la 'torta'.

L'analisi delle varie voci e del relativo peso sul costo finale del prodotto è fondamentale per capire quali aspetti andranno migliorati in futuro per ridurre i costi e rendere l'idrogeno competitivo.

produzione Off-site: costo finale dell'idrogeno

In questa sezione sono presentati i percorsi dell'idrogeno nel caso in cui la fase di produzione sia fisicamente separata da quella di distribuzione, come evidenziato in figura 30.

I potenziali percorsi dell'idrogeno sono diversi:

- In forma gassosa, tramite condotto (pipeline)
- In forma gassosa, tramite camion (truck)
- In forma gassosa, tramite camion (truck), mantenuto alla stessa pressione del serbatoio dei bus
- In forma liquida, tramite condotto o camion (truck)

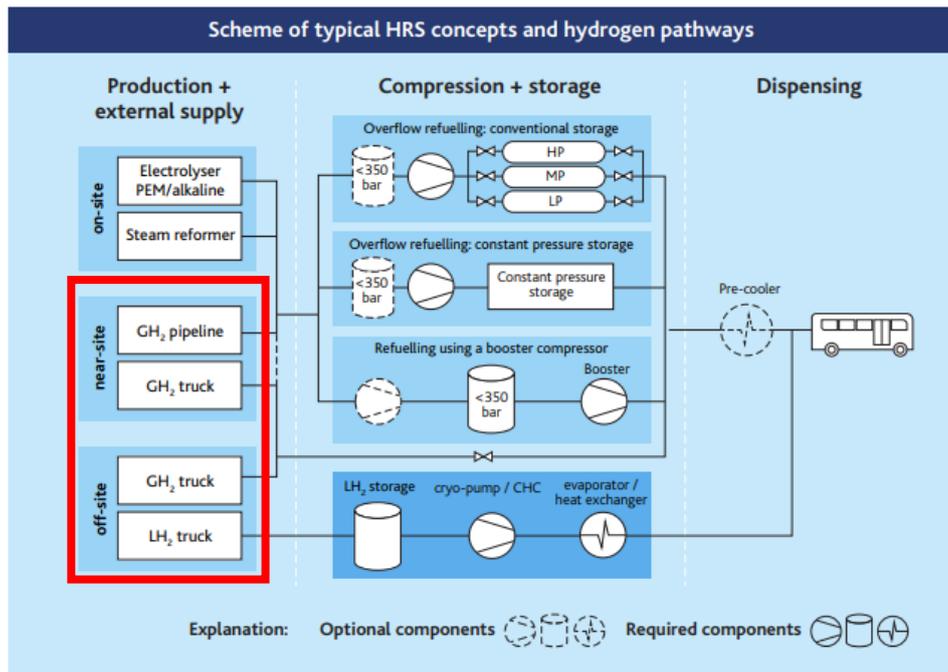


Figura 30. Percorsi dell'idrogeno in caso di produzione off-site

Il costo finale del prodotto varia a seconda del percorso selezionato, poiché variano le fasi di 'lavorazione' a cui è sottoposto l'idrogeno. Per effettuare un'analisi di costo, sono state effettuate tre importanti ipotesi:

- 1) **Costo di produzione:** L'idrogeno viene prodotto in un'area dedicata e dislocata dal luogo in cui avviene la distribuzione e successivamente consegnato alla stazione di distribuzione tramite le tipologie di trasporto precedentemente descritte. È plausibile immaginare che l'idrogeno subisca gli stessi trattamenti della produzione on-site (compressione, immagazzinamento ecc) e, dunque, gli stessi costi. La stazione di rifornimento che acquisisce l'idrogeno dovrà sostenerne il costo di produzione/compressione/stoccaggio, più tutti i costi derivati da ulteriori operazioni effettuate sul prodotto.
- 2) **Economia di scala:** Poiché la produzione è dislocata, in un'area verosimilmente più adatta (possibilità di ottimizzare gli spazi, facile accesso a fonti di energia rinnovabile, miglior posizionamento geografico ecc) e soprattutto più voluminosa (si ipotizza che il centro di produzione rifornisca più stazioni di idrogeno), sono presenti economie di scala che riducono il costo finale dell'idrogeno (efficienza in produzione, migliori contratti con i fornitori ecc). Così facendo, le stazioni di rifornimento acquistano l'idrogeno ad un prezzo ridotto rispetto a quello di una produzione on-site, compensando (almeno in parte) eventuali extra-costi da sostenere.

Come descritto nel capitolo 1 (vedi pag.8), non vi sono implementazioni di impianti su larga scala in Europa, rendendo impossibile calcolare le efficienze derivate dall'aumento di volume produttivo. Pertanto, si è ipotizzato un fattore di economia di scala pari al **90%**: il costo finale dell'idrogeno prodotto nel centro dislocato sarà pari al 90% del costo in caso di produzione on-site.

3) Tecnologia utilizzata: Tra i percorsi precedentemente descritti (vedi capitolo 3), la produzione tramite elettrolizzatore PEM combinata ad un compressore standard e supportata da magazzino a cascata presenta leggeri vantaggi di costo. Inoltre, in letteratura, si evince come questa combinazione di tecnologie stia contribuendo all'emersione del design dominante⁵⁰, oltre che rappresentare la tecnologia con più margini di miglioramento, in termini di efficienza produttiva e, quindi, di costo. Per tale ragione, si è deciso di proseguire l'analisi off-site utilizzando come costo finale dell'idrogeno quello determinato da questa combinazione, ipotizzando quindi che il centro di produzione dislocato utilizzi questo processo e sia sottoposto ai costi precedentemente derivati.

Si procede quindi con l'analisi di costo delle quattro tipologie di produzione off-site precedentemente descritte.

- **Condotto (Pipeline)**

Come descritto precedentemente⁵¹, l'utilizzo di un condotto per trasportare l'idrogeno dal centro di produzione alla stazione di rifornimento risulta conveniente se la distanza è inferiore ai 5 km, dati gli alti costi di investimento necessari alla realizzazione del condotto. L'idrogeno così trasportato è successivamente compresso e stoccato, pronto al rifornimento quando necessario. Rispetto alla produzione on-site, la stazione HRS sostiene anche i costi di costruzione del condotto. I dati relativi al condotto sono presentati in tabella 32.

Tabella 32. Dati relativi al condotto

Gaseous H2 (pipeline)	
pressure range [bar]	200-500
Critical lenght [km]	5
Footprint [m^2]	200
Capacity storage [kg/m^2]	15
investment [\$/miles]	\$ 765.000,00
Life time [years]	50

La pressione all'interno del condotto varia da 200 a 500 bar, richiedendo un investimento per la costruzione pari a 765 K\$ ogni miglio [DOE, 2015]. Poiché la distanza critica è di 5 km (per distanze superiori risulta sconveniente l'utilizzo di un condotto) si è ipotizzato di valutarne i costi ipotizzando che sia la distanza effettiva tra il centro di produzione e la stazione di distribuzione. La vita utile del condotto è stimata di 50 anni.

Si deriva il Capex del condotto come:

$$\begin{aligned}
 \text{Investimento necessario [€/km]} &= \text{Investimento [$/miglio]} * \text{fattore [€/\$]} * \text{fattore [miglio/km]} \\
 &= 765'000 * 0,88 * 0,62
 \end{aligned}$$

⁵⁰ Design Dominante: è il processo produttivo che si afferma, determinando gli standard da seguire per i player sul mercato

⁵¹ Vedi capitolo 2, sezione 2.2.1, pag. 12

$$= 418'259 \text{ €/km}$$

$$\text{Capex [€]} = \text{Investimento necessario [€/km]} * \text{distanza critica [km]}$$

$$= 418'259 * 5$$

$$= 2'091'295 \text{ €}$$

$$\text{Capex [€/kg H2]} = \frac{\text{Capex [€]}}{\text{Domanda annuale } \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile condotto [anni]}}$$

$$= \frac{2'091'295}{911914 * 50}$$

$$= 0,05 \text{ €/kg H2}$$

Sebbene l'investimento necessario sia molto consistente (oltre 2 M€), la vita utile di 50 anni permette di distribuire i costi in un lungo periodo di tempo, generando un costo al kg del capitale quasi trascurabile.

I dati riassuntivi del condotto sono presentati in tabella 33, mentre nelle tabelle 34 e 35, divise per elettrolisi o reformer, è presentato il riassunto dei costi sostenuti da una struttura HRS rifornita tramite condotto. L'analisi è completata presentando i grafici relativi ai costi operativi e di capitale (figura 31,32, 33 e 34).

Tabella 33. Dati riassuntivi del condotto

Gaseous H2 (pipeline)	
pressure range [bar]	200-500
Critical lenght [km]	5
Footprint [m^2]	200
Capacity storage [kg/m^2]	15
investment [€/km]	418.259,16 €
investment [\$/miles]	765.000,00 €
Avg distance [km]	5
Pipeline cost [€]	2.091.295,80 €
Pipeline capital cost [€/kg]	0,05 €
Life time [years]	50

Tabella 34. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off site tramite condotto, PEMEL

OFF-SITE PEMEL PRODUCTION GH2 PIPELINE						
1 kg H2 OPEX	€/kg	relative %		1 kg H2 CAPEX	€/kg	relative %
Production cost (PEMEL)	4,61 €	96%		Pipeline	0,05 €	3%
Compression electricity cost	0,12 €	3%		Compression	0,24 €	14%
Storage electricity cost	- €	0%		Storage	0,36 €	22%
Precooling electricity cost	0,06 €	1%		Dispenser	0,08 €	5%
				Pre-cooler	0,01 €	1%
TOT	4,79 €	87%		TOT	0,74 €	13%
TOT	5,53 €					

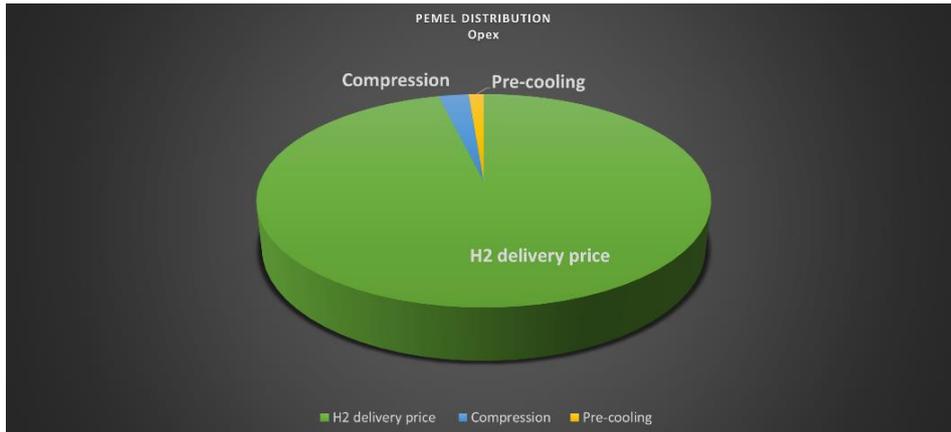


Figura 31. Costi operativi in caso di condotto, PEMEL

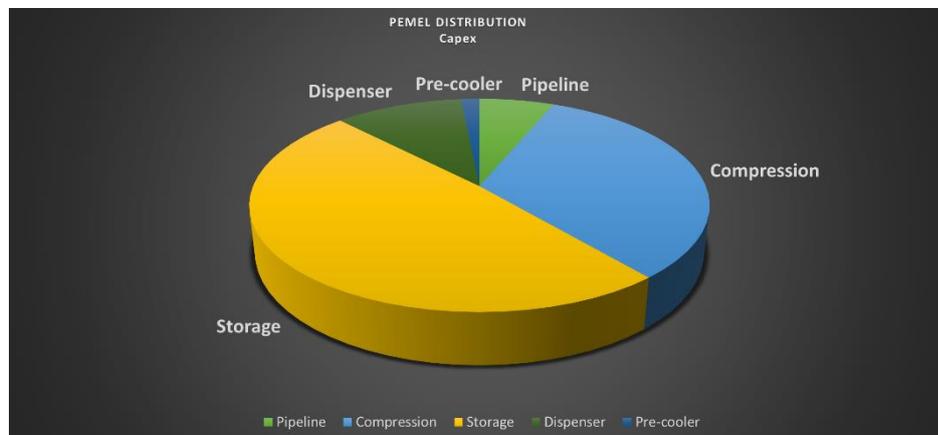


Figura 32. .Costi di capitale in caso di condotto, PEMEL

Tabella 35. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off site tramite condotto, SMR

OFF-SITE PRODUCTION GH2 PIPELINE						
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX			
	€/kg	relative %		€/kg	relative %	
Production cost (SR)	2,56 €	93%	Pipeline	0,05 €	6%	
Compression electricity cost	0,12 €	4%	Compression	0,24 €	33%	
Storage electricity cost	- €	0%	Storage	0,36 €	49%	
Precooling electricity cost	0,06 €	2,2%	Dispenser	0,08 €	10,7%	
			Pre-cooler	0,01 €	2%	
TOT	2,74 €	79%	TOT	0,74 €	21%	
TOT	3,48 €					

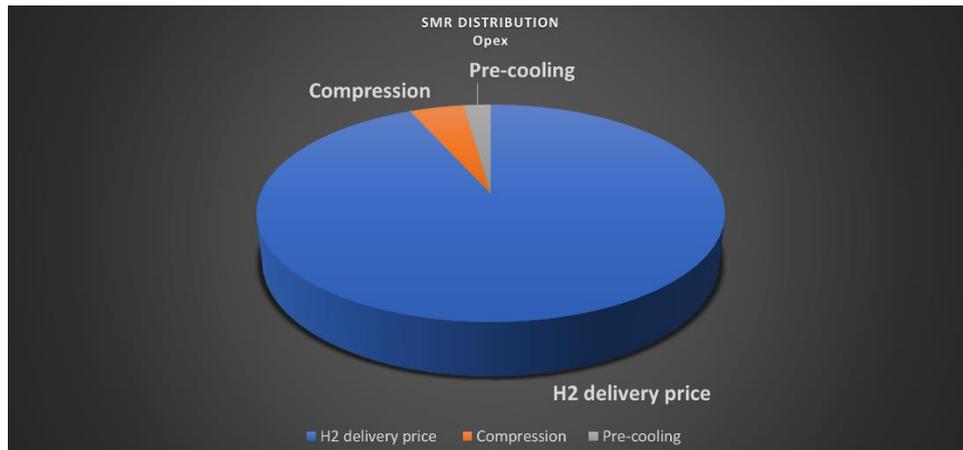


Figura 33. Costi operativi in caso di condotto, SMR

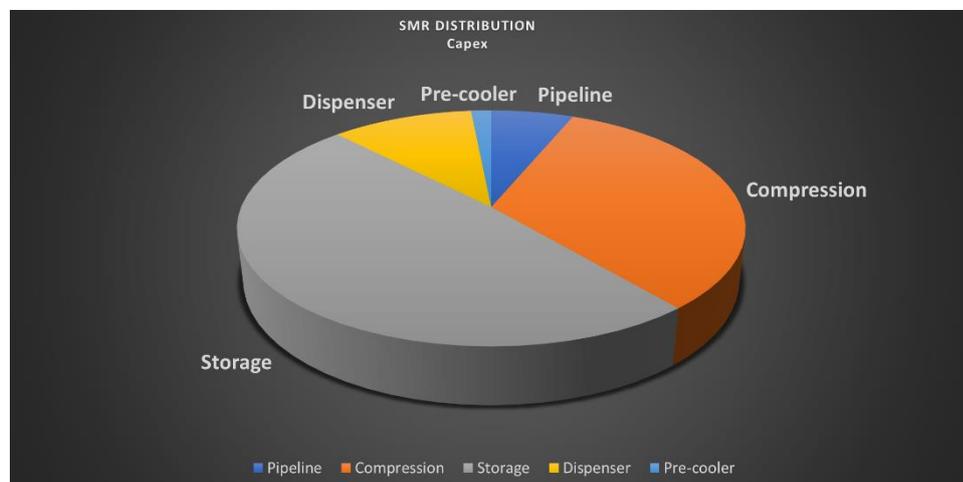


Figura 34. Costi di capitale in caso di condotto, SMR

Nonostante l'acquisto di idrogeno ad un prezzo ridotto (4,61 vs 5,212 €/kg H₂) e il basso impatto dell'investimento per il condotto (0,05 €/kg H₂), le fasi di compressione, stoccaggio e distribuzione aumentano il costo finale del prodotto, portandolo ad un valore di 5,53 €/kg H₂, in caso di elettrolisi, e di 3,48 €/kg H₂ in caso di reforming, maggiore rispetto alla sola produzione on-site.

Per quanto riguarda i costi di capitale, la fase di stoccaggio rappresenta il 50% dei costi totali.

Poiché il prezzo di acquisto dell'idrogeno rappresenta la voce di costo più consistente (oltre il 90%) si è derivato il fattore di scala che pareggerebbe i costi delle due tipologie con una semplice equazione:

$$\text{Prezzo idrogeno on-site [€/kg H}_2\text{]} * X + \sum \text{altri costi} = \text{Prezzo idrogeno on site [€/kg H}_2\text{]}$$

Dove X è il fattore di scala cercato. Ne deriva quindi:

$$X = \frac{\text{Prezzo idrogeno onsite} - \sum \text{altri costi}}{\text{Prezzo idrogeno onsite}}$$

$$= \frac{5,12 - (0,17 + 0,06 + 0,74)}{5,12}$$

$$= 0,81 = 81 \%$$

Con un fattore di scala dell'80 % (nelle ipotesi si è utilizzato un valore pari al 90%) le due tecnologie presenterebbero gli stessi costi, rendendo di fatto la produzione off-site conveniente.

- **GH2 camion (truck)**

In questa sezione sono affrontati i costi di una stazione di servizio rifornita tramite camion. A differenza del rifornimento tramite *pipeline*, la stazione di rifornimento non sostiene i costi di investimento del condotto, sorreggendo però i costi di compressione, stoccaggio e distribuzione. Il costo finale dell'idrogeno è presentato in tabella 36 e 37 e visualizzato in figura 35,36,37 e 38.

Tabella 36. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site tramite camion, PEMEL

OFF-SITE PEMEL PRODUCTION GH2 TRUCK					
PEMEL			PEMEL		
1 kg H2 OPEX	€/kg	relative %	1 kg H2 CAPEX	€/kg	relative %
Production cost (PEMEL)	4,61 €	96%	Compression	0,24 €	14%
Compression electricity cost	0,12 €	3%	Storage	0,36 €	22%
Storage electricity cost	- €	0%	Dispenser	0,08 €	5%
Precooling electricity cost	0,06 €	1%	Pre-cooler	0,01 €	1%
TOT	4,79 €	87%	TOT	0,69 €	13%
TOT	5,48 €				

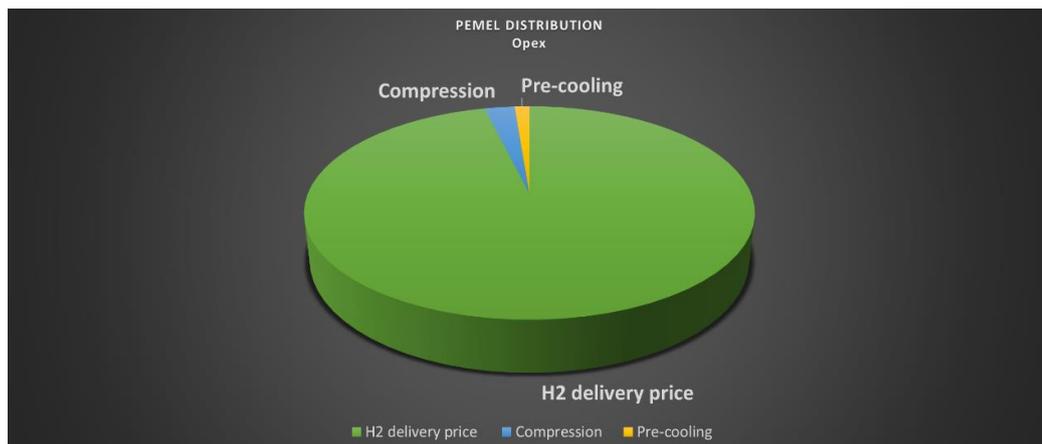


Figura 35. Costi operativi in caso di rifornimento tramite camion, PEMEL

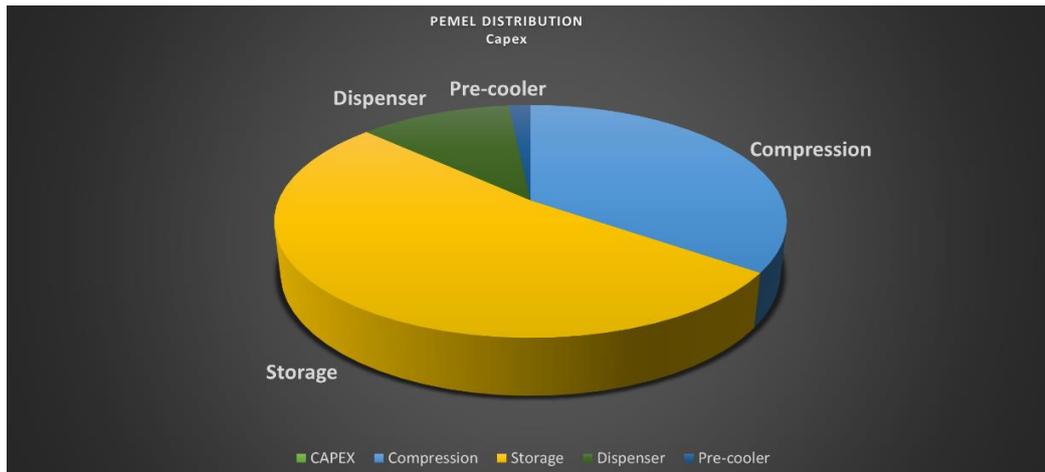


Figura 36. Costi di capitale in caso di rifornimento tramite camion, PEMEL

Tabella 37. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site tramite camion, SMR

OFF-SITE SMR PRODUCTION GH2 TRUCK					
Steam reformer			Steam reformer		
1 kg H2 OPEX	€/kg	relative %	1 kg H2 CAPEX	€/kg	relative %
Production cost (SR)	2,56 €	93%	Compression	0,24 €	35%
Compression electricity cost	0,12 €	4%	Storage	0,36 €	52%
Storage electricity cost	- €	0%	Dispenser	0,08 €	11%
Precooling electricity cost	0,06 €	2,2%	Pre-cooler	0,01 €	1,6%
TOT	2,74 €	80%	TOT	0,69 €	20%
TOT	3,43 €				

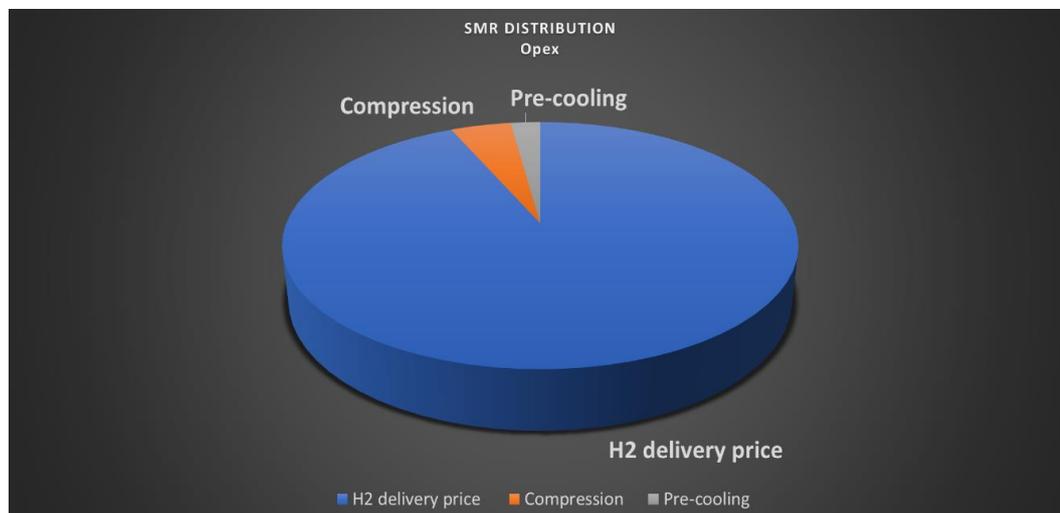


Figura 37. Costi operativi in caso di rifornimento tramite camion, SMR

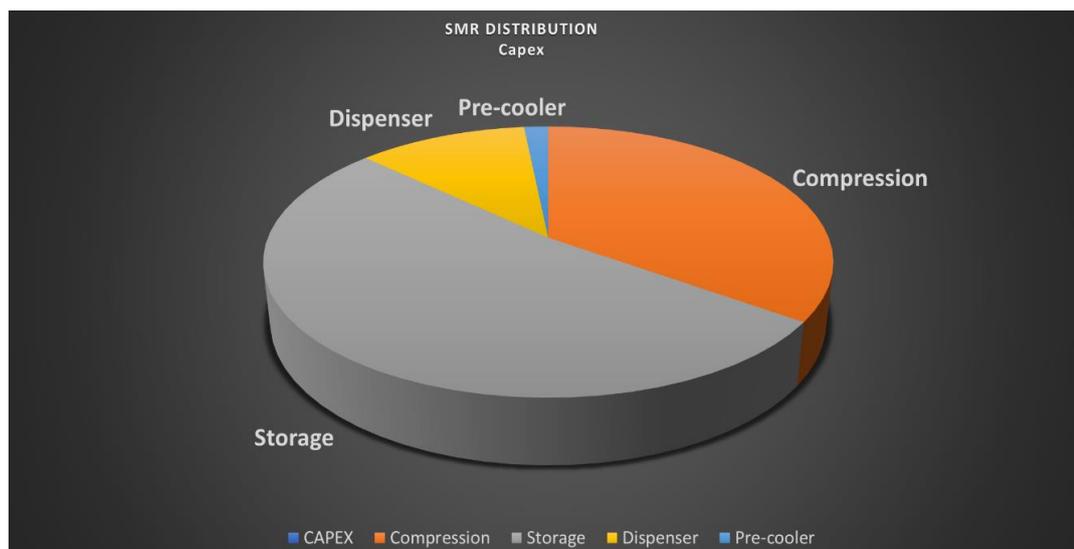


Figura 38. Costi di capitale in caso di rifornimento tramite camion, SMR

Anche in questo caso, il fattore di scala al 90% non è sufficiente a pareggiare i costi della produzione on-site, a causa della necessaria eccedenza dei processi di compressione e stoccaggio. Poiché i camion fungono solo da mezzo di trasporto, si è ipotizzato che siano di proprietà del fornitore: data la grande produzione del centro dislocato in termini di volume realizzati, la presenza di una flotta di proprietà per garantire la capillarità del servizio di distribuzione è un'ipotesi molto plausibile.

Analogamente alla distribuzione tramite condotto, i costi di magazzino rappresentano la voce di costo di capitale più importante.

SI deriva il fattore di scala che pareggerebbe i costi rispetto alla produzione on-site:

$$\text{Prezzo idrogeno on-site [€/kg H2]} * X + \sum \text{altri costi} = \text{Prezzo idrogeno on site [€/kg H2]}$$

Dove X è il fattore di scala cercato. Ne deriva quindi:

$$\begin{aligned}
 X &= \frac{\text{Prezzo idrogeno onsite} - \sum \text{altri costi}}{\text{Prezzo idrogeno onsite}} \\
 &= \frac{5,12 - (0,17 + 0,06 + 0,69)}{5,12} \\
 &= 0,82 \\
 &= \mathbf{82\%}
 \end{aligned}$$

- **GH2 camion a pressione serbatoio (truck)**

Se nel fornire idrogeno alla stazione tramite camion si utilizzano particolari serbatoi che garantiscono un livello di pressione almeno pari a quello del serbatoio dei bus (350 bar), i processi di compressione e stoccaggio dell'idrogeno risultano ridondanti. È sufficiente, infatti, collegare il camion al dispenser per far defluire, tramite una semplice apertura delle valvole, l'idrogeno all'interno del bus. A differenza del caso precedente, i camion svolgono una vera e propria funzione di stoccaggio mobile, poiché impegnati durante tutta la finestra di rifornimento. Per tale ragione, si è ipotizzato che la stazione

disponga di una propria flotta di camion, sostenendone quindi i costi di investimento e di gestione.

I dati relativi ai camion utilizzati sono presentati in tabella 38.

Tabella 38. Dati relativi ai camion a pressione uguale a quella del serbatoio

Gaseus H2 truck p=p dispenser	
Capacity for GH2[kg/tube]	220
Capacity trailer [kg]	880
Usable capacity factor	100%
# of vessel [unit/trailer]	4
Vessel 220 kg H2 cost [\$]	\$ 76.851,00
40' trailer [\$]	\$ 40.000,00
Steel Containment Structure [\$]	\$ 50.000,00
Balance of System [\$]	\$ 17.280,00
Assembly [\$]	\$ 8.000,00
Tot [\$]	\$ 422.684,00
Company markup	1,5
Lifetime [years]	20
pressure [bar]	500

L'idrogeno è stoccato in tubi in grado di contenere fino a 220 kg di idrogeno ciascuno e successivamente caricato su un camion fino ad un massimo di 880 kg di carico. Ogni camion (tube trailer) ha un costo di oltre 400 k\$ [Houchins, 2020] e una vita utile di 30 anni. Il salario dell'autista comporta un costo di 40 k€ l'anno⁵².

Si deriva il numero di camion necessari e il relativo costo come:

$$\text{N}^\circ \text{ di camion necessari [camion]} =$$

$$= \frac{2916}{880} + 1$$

$$= \mathbf{5 \text{ camion}}$$

$$\text{Capex } \text{€} = \text{Costo camion } \text{€}/\text{unità} * \text{N}^\circ \text{ di camion [unità]} * \text{markup Azienda} * \text{Conversione } \text{€}/\text{\$}$$

$$= 422'684 * 5 * 1,5 * 0,88$$

$$= \mathbf{2'789'714 \text{ €}}$$

$$\text{Capex } \text{€}/\text{kg H2} = \frac{\text{Capex } \text{€}}{\text{Domanda annuale } \left[\frac{\text{kg H2}}{\text{anno}} \right] * \text{Vita utile camion [anni]}}$$

$$= \frac{2'789'714}{911914 * 30}$$

$$= \mathbf{0,15 \text{ €}/\text{kg H2}}$$

⁵² N.B. Questo costo non è inserito nella voce Opex poiché non derivato direttamente dalla produzione. Anche i macchinari (compressore, dispenser ecc) prevedono costi di manutenzione e personale che li utilizzi, analisi effettuata nella sezione dedicata (vedi capitolo 3, sezione 3.8, pag. 80).

I dati riassuntivi dei camion sono presentati in tabella 39:

Tabella 39. Dati riassuntivi del camion

Gaseus H2 truck p=p dispenser	
Capacity for GH2[kg/tube]	220
Capacity trailer [kg]	880
Usable capacity factor	100%
#of trailer to meet daily demand GH2	5
# of vessel [unit/trailer]	4
Vessel 220 kg H2 cost [\$]	\$ 76.851,00
40' trailer [\$]	\$ 40.000,00
Steel Containment Structure [\$]	\$ 50.000,00
Balance of System [\$]	\$ 17.280,00
Assembly [\$]	\$ 8.000,00
Tot [\$]	\$ 422.684,00
Company markup	1,5
Tube trailer cost [€/unit]	557.942,88 €
Tube trailer GH2 tot cost [€]	2.789.714,40 €
Tuba traile capital cost [€/kg]	0,15 €
Lifetime [years]	20
pressure [bar]	500

Il costo finale dell'idrogeno è rappresentato nelle tabelle 40 e 41 e visualizzato in figura 37,38,39 e 40:

Tabella 40. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site, rifornita tramite camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, PEMEL

OFF-SITE PEMEL PRODUCTION GH2 TRUCK P=P DISPENSER						
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX			
	€/kg	relative %		€/kg	relative %	
Production cost (PEMEL)	4,61 €	99%	Dispenser	0,08 €	32%	
Precooling electricity cost	0,06 €	1%	Pre-cooler	0,01 €	5%	
Dispenser electricity cost	- €	0%	Tube trailer	0,15 €	63%	
TOT	4,67 €	95%	TOT	0,24 €	5%	
TOT	4,91 €					



Figura 39. Costi operativi in caso di camion con pressione uguale a quella dei serbatoi, PEMEL

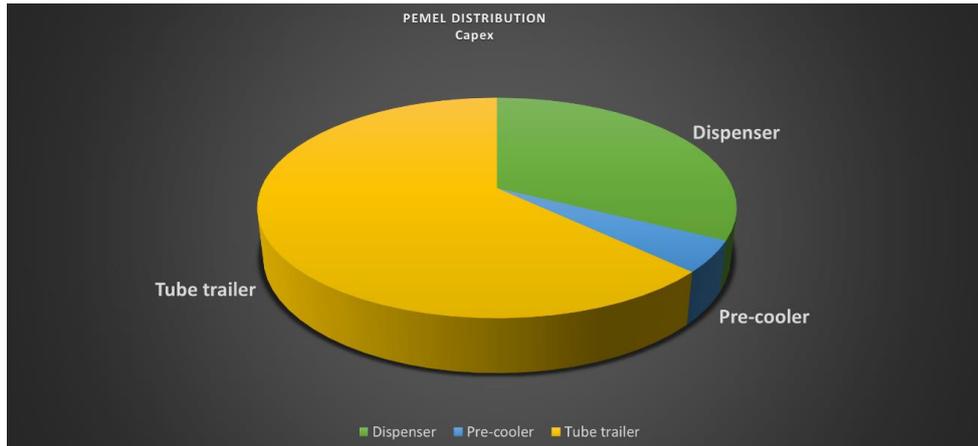


Figura 40. Costi di capitale in caso di camion con pressione uguale a quella dei serbatoi, PEMEL

Tabella 41. Costo finale dell'idrogeno in caso di produzione off-site, rifornita tramite camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, SMR

OFF-SITE SMR PRODUCTION GH2 TRUCK P=P DISPENSER					
Steam reformer			Steam reformer		
1 kg H2 OPEX	€/kg	relative %	1 kg H2 CAPEX	€/kg	relative %
Production cost (PEMEL)	2,56 €	98%	Dispenser	0,08 €	32%
Pre-cooler electricity cost	0,06 €	2%	Pre-cooler	0,01 €	5%
Dispenser electricity cost	- €	0%	tube trailer	0,15 €	63%
TOT	2,62 €	91%	TOT	0,24 €	9%
TOT	2,86 €				

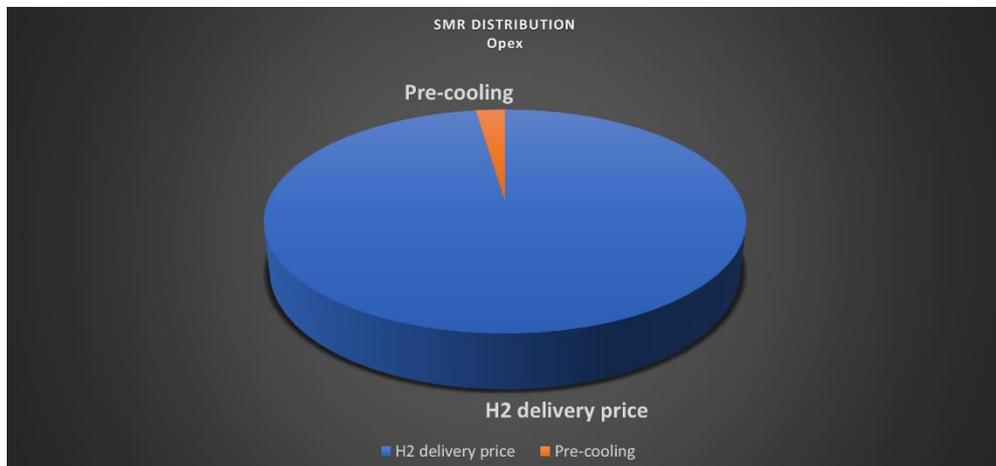


Figura 41. Costi operativi in caso di camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, SMR

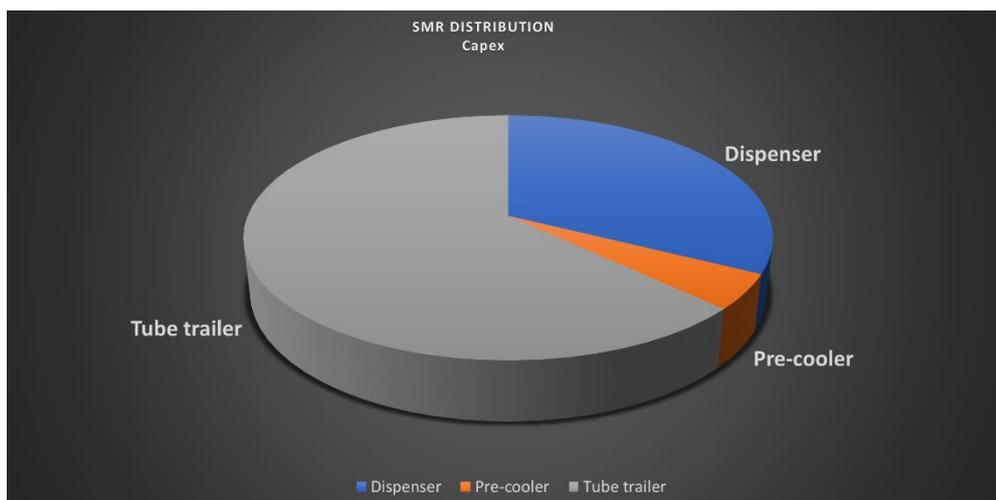


Figura 42. Costi di capitale in caso di camion con pressione uguale a quella del serbatoio dei bus, SMR

Poiché la stazione sostiene esclusivamente i costi di distribuzione (l'evaporatore e il dispenser sono comunque necessari al fine di effettuare un corretto rifornimento), l'investimento necessario per la flotta di camion porta ad un costo al kg di idrogeno **inferiore** a quello in caso di produzione on-site.

Tra i casi analizzati, l'utilizzo di camion integrati nella flotta risulta essere il più conveniente (considerando un fattore di scala del 90%).

- **LH2 camion (truck)**

In questa sezione sono presentate le differenze del processo di rifornimento alla stazione in caso di produzione off-site di idrogeno **liquido**. Precedentemente sono stati affrontati i casi di trasporto tramite camion o condotto, dimostrando come le differenze in termini di costo siano minime⁵³. Le differenze rispetto al trasporto di idrogeno gassoso sono derivate dal processo di liquefazione, necessario al cambiamento di stato dell'idrogeno. Questo processo, effettuato successivamente alla produzione, è molto dispendioso in termini di energia: l'idrogeno subisce una trasformazione di stato che lo porta a liquefazione ad una temperatura di -253 °C. Si stima che l'assorbimento di elettricità necessario alla liquefazione sia di **11 kWh** ogni kg di H2 prodotto ([e-mobil BW], [US DoE H2A A], [FCH JU – MAWP]). Questo passaggio aumenta pertanto il costo di produzione, come descritto in tabella 42 e 43:

$$\begin{aligned}
 \text{Opex liquefazione } \text{€/kg H2} &= \text{costo elettricità } \text{€/kWh} * \text{assorbimento energia kWh/kg H2} \\
 &= 0,055 * 11 \\
 &= \mathbf{0,61 \text{ €/kg H2}}
 \end{aligned}$$

⁵³ Differiscono unicamente per l'investimento necessario alla realizzazione del condotto, capex = 0,05 €/kg H2

Tabella 42. Costo di produzione dell'idrogeno liquido, PEMEL

Production cost PEMEL + cooling	
Production cost [€/kg]	4,61 €
Liquefaction step [€/kg]	0,61 €
TOT cost [€/KG]	5,22 €

Tabella 43. Costo di produzione dell'idrogeno liquido, SMR

Production cost Steam reformer + cooling	
Production cost [€/kg]	2,56 €
Liquefaction step [€/kg]	0,61 €
TOT cost [€/kg]	3,16 €

A questi costi vanno aggiunti quelli operativi e di capitale derivati dalle operazioni di compressione, stoccaggio e distribuzione, risultando in un costo finale pari (riportato in tabella 44 e 45 e in figura 43,44,45 e 46) a:

Tabella 44. Costo finale dell'idrogeno liquido in caso di produzione off-site, PEMEL

OFF SITE PEMEL PRODUCTION LH2 TRUCK					
1 kg H2 OPEX			1 kg H2 CAPEX		
	€/kg	relative %		€/kg	relative %
Production cost (PEMEL)	5,22 €	98%	Heat Exchanger	0,01 €	3%
Compression electricity cost	0,06 €	1%	Compression	0,20 €	59%
Storage electricity cost	- €	0%	Storage	0,05 €	15%
Heat exchanger electricity cost	0,06 €	1%	Dispenser	0,08 €	23%
TOT	5,33 €	94%	TOT	0,34 €	6%
TOT	5,67 €				

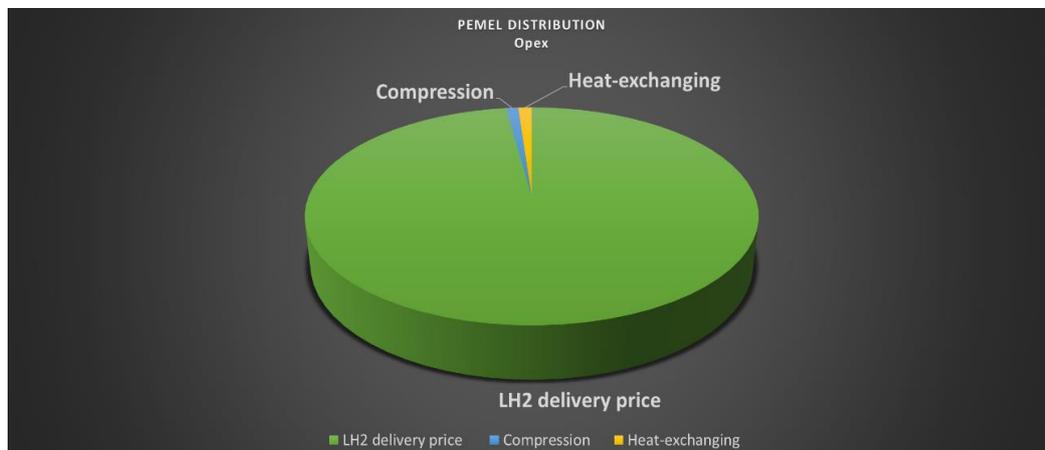


Figura 43. Costi operativi in caso di idrogeno liquido, PEMEL

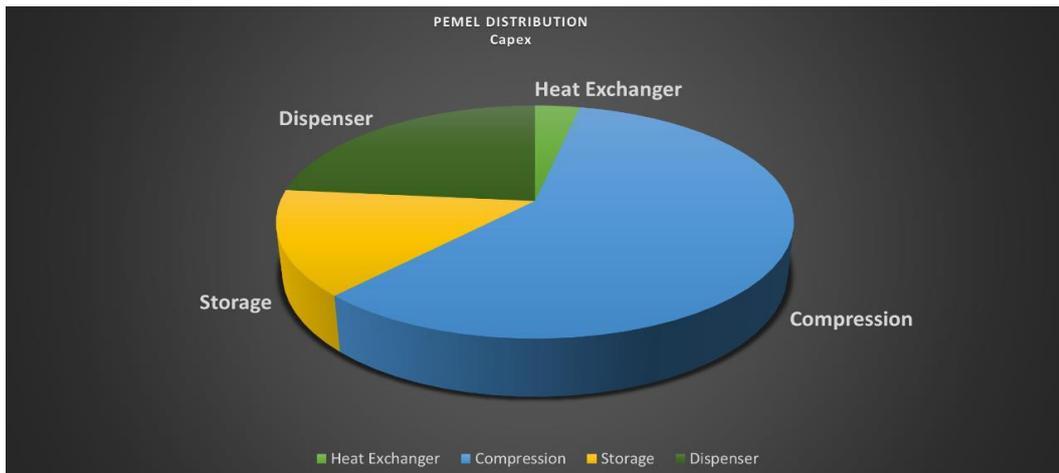


Figura 44. Costi di capitale in caso di idrogeno liquido, PEM

Tabella 45. Costo finale dell'idrogeno liquido in caso di produzione off-site, SMR

OFF-SITE SMR PRODUCTION LH2 TRUCK					
Steam Reformer			Steam reformer		
1 kg H2 OPEX	€/kg	relative %	1 kg H2 CAPEX	€/kg	relative %
Production cost (SR)	3,16 €	96%	Heat Exchanger	0,01 €	3%
Compression electricity cost	0,06 €	2%	Compression	0,20 €	59%
Storage electricity cost	- €	0%	Storage	0,05 €	15%
Heat Exchanger	0,06 €	1,8%	Dispenser	0,08 €	23,4%
TOT	3,28 €	91%	TOT	0,34 €	9%
TOT	3,61 €				

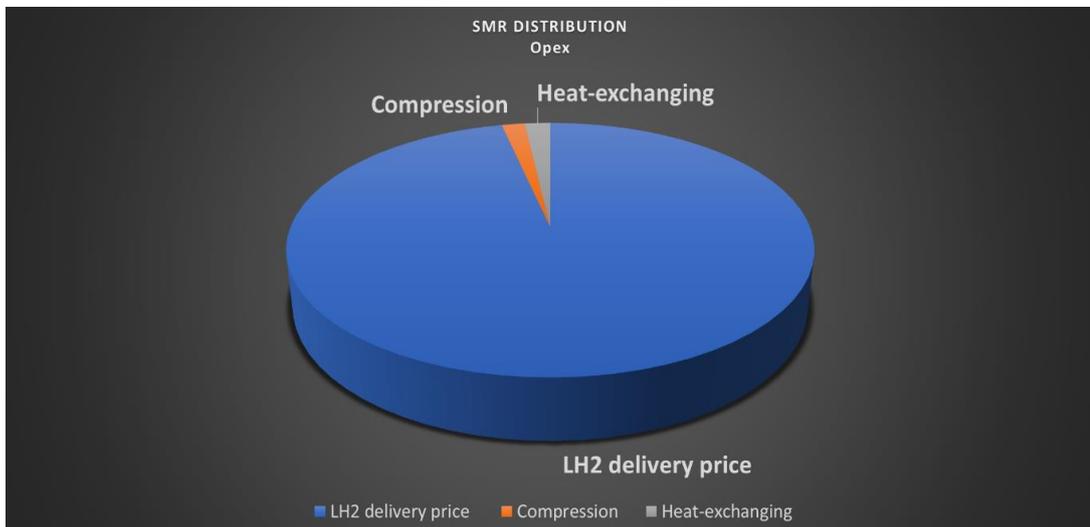


Figura 45. Costi operativi in caso di idrogeno liquido, SMR

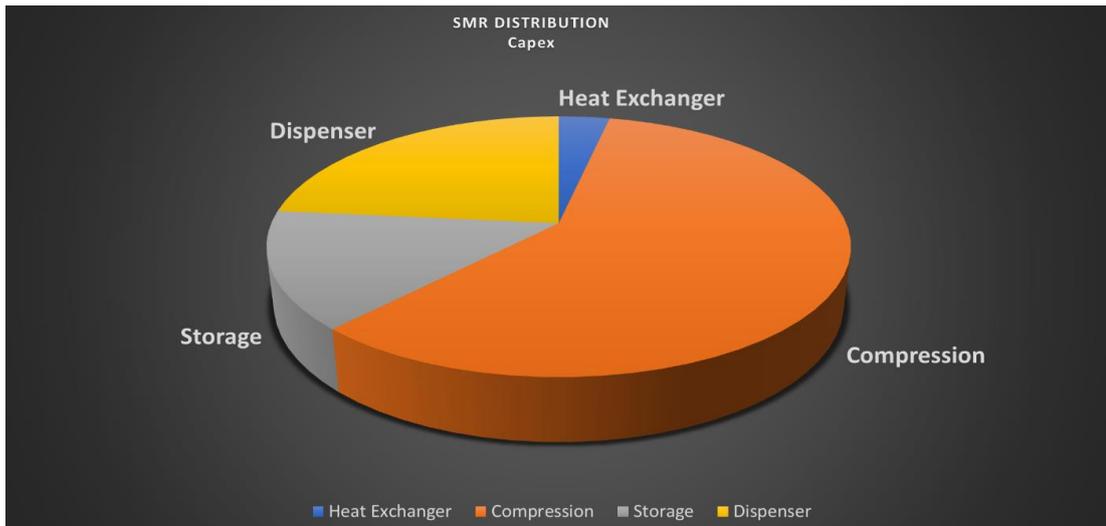


Figura 46. Costi di capitale in caso di idrogeno liquido, SMR

Per quanto riguarda il Capex, l'efficienza massima è nella fase di stoccaggio, dove i costi sono ridotti drasticamente a causa del minor volume occupato dall'idrogeno quando in forma liquida (la densità passa da 0,07 g/L in forma gassosa a 70,5 g/L in forma liquida).

A causa dei numerosi step a cui viene sottoposto l'idrogeno, il costo finale risulta superiore ai **5,6 € al kg**. Per tale ragione, sebbene l'idrogeno liquido presenti notevoli vantaggi in termini di efficienza e spazi, gli investimenti necessari sono ancora troppo elevati per competere con l'idrogeno gassoso. Infatti, solo una delle tredici stazioni in Europa utilizza l'idrogeno allo stato liquido.

Si calcola il fattore di scala che renderebbe le due produzioni equivalenti come:

$$\text{Prezzo idrogeno on-site } \text{€/kg H}_2 * X + \sum \text{altri costi} = \text{Prezzo idrogeno on site } \text{€/kg H}_2$$

Dove X è il fattore di scala cercato. Ne deriva quindi:

$$\begin{aligned} X &= \frac{\text{Prezzo idrogeno onsite} - \sum \text{altri costi}}{\text{Prezzo idrogeno onsite}} \\ &= \frac{5,12 - (0,06 + 0,06 + 0,34 + 0,61)}{5,12} \\ &= 0,791 = \mathbf{79,1\%} \end{aligned}$$

Altri costi

Nell'ultima sezione del capitolo 3, sono presentate le altre voci di costo della stazione HRS non trattate precedentemente. Queste voci non sono incluse nell'Opex e nel Capex, poiché non coinvolte direttamente nella produzione e nell'acquisto dei macchinari necessari. Tra queste voci, le più importanti sono:

- 1) Manutenzione macchinari
- 2) Costi di set up
- 3) Costo personale
- 4) Affitto terreno

- **Manutenzione macchinari:** La manutenzione dei macchinari utilizzati è una voce importante poiché i guasti (soprattutto nella fase di compressione) sono molto frequenti. Tramite la tecnica del '+1' (cioè l'acquisto di n+1 macchinari⁵⁴) si cerca di arginare, o quantomeno ridurre, il problema; tuttavia, si tratta di una soluzione mirata ad evitare interruzioni nel processo produttivo. È vero che sostituendo il macchinario danneggiato con quello di backup si prevencono ritardi, ma il problema del macchinario rotto persiste finché non viene riparato. Per tale motivo, le spese di manutenzione sono da considerare tra le voci di costo del progetto.

Come presentato nel progetto *Future Distributed Pem Electrolysis* [G.Saur,2019], pubblicato da NREL, sono riportati in tabella 46, 47 e 48 i dati relativi alla manutenzione:

Tabella 46. Costi di manutenzione dei macchinari

OPERATING & MAINTENANCE COST [€/year]				
ON-SITE		Capital Cost	Operating and maintenance [% of capex]	Operating and maintenance cost [euro]
Production		- €		
	PEMEL	8.826.300,00 €	2%	176.526,00 €
	SMR	8.901.740,06 €	2%	166.034,81 €
Compression		- €		
	Compressor	2.159.502,41 €	4%	87.740,10 €
	Booster compressor	3.808.431,15 €	4%	152.937,25 €
Storage		- €		
	Cascade	6.576.299,44 €	1%	65.762,99 €
	Constant pressure	6.795.360,00 €	1%	67.953,60 €
Pre-cooling		- €		
	Low pressure	8.719.891,49 €	1%	87.198,91 €
Dispensing		- €		
	pre-cooler/heat exchanger	154.144,32 €	1%	1.541,44 €
	Dispenser	1.440.000,00 €	1%	14.400,00 €
OFF-SITE				
		Capital cost	Operating and maintenance [% of capex]	Operating and maintenance cost [euro]
Tube Trailer	GH2 pwp dispenser	2.789.714,40 €	2,4%	66.953,15 €
	Pipeline	2.091.295,80 €	3%	62.738,97 €
LH2 storage	LH2	897.314,22 €	1%	8.973,14 €
Cryopump	LH2	3.801.800,00 €	4%	72.072,00 €

Sommando tutte le voci di costo dei macchinari a seconda del percorso dell'idrogeno, ne deriva il totale delle spese per manutenzione:

Tabella 47. Costi totali di manutenzione in caso di produzione on-site

ON-SITE PRODUCTION			
PEMEL			
CASCADE STORAGE	345.977,13 €	CONSTANT PRESSURE STORAGE	432.003,60 €
		LOW PRESSURE STORAGE	
SMR			
CASCADE STORAGE	335.486,11 €	CONSTANT PRESSURE STORAGE	421.512,59 €
		LOW PRESSURE STORAGE	

Tabella 48. Costi totali di manutenzione in caso di produzione off-site

OFF-SITE PRODUCTION			
GH2 PIPELINE	232.190,01 €	GH2 TRUCK	169.451,13 €
		GH2 TRUCK P=P DISPENSER	82.894,59 €
		LH2	82.586,59 €
GH2 PIPELINE	232.190,01 €	GH2 TRUCK	169.451,13 €
		GH2 TRUCK P=P DISPENSER	82.894,59 €
		LH2	82.586,59 €

- **Costi di set up:** con il termine 'costi di set up' si intendono tutte quelle voci di costo secondarie tipiche del Project Manager, quali la preparazione del sito, la contingency del progetto ecc.

⁵⁴ Vedi capitolo 2, sezione 2.3, pagina 19

I valori, espressi in percentuale del capitale investito [G.saur,2019] sono riportati in tabella 49.

Tabella 49. Costi di setup, espressi in percentuale del capitale investito

Other capital cost	% of Capital Investment
Site preparation	5%
Engineering e Design	10%
Project contingency	5%
Up-front Permitting cost	3%
TOT	23%

Tra i costi di set up si trovano:

Preparazione del sito (site preparation): si tratta dei costi relativi alla preparazione del sito del progetto: eventuali lavori da svolgere sul terreno da edificare, permessi e operazioni burocratiche.

Engineering e Design: sono i costi di progettazione, da sostenere per garantire la migliore realizzazione possibile del progetto in termini di ottimizzazione di spazi, sicurezza ed efficienza produttiva

Project Contingency: si tratta di una riserva di denaro a cui il Project Manager può attingere in caso di ritardi (per accelerare la costruzione) o extra costi derivati dalla naturale variabilità intrinseca del progetto. La *contingency* rappresenta il ‘paracadute d’emergenza’, ultima carta da giocare per il PM prima di dover richiedere ulteriori fondi agli *shareholders*. In caso di successo, la contingency spetta al PM (da spartire eventualmente con la sua squadra) come premio per aver completato con successo il progetto.

Up-front permitting cost: rappresenta la caparra del progetto, cioè una percentuale dell’investimento in capitale pagata in anticipo.

Il totale di questi costi costituisce il **23%** dei costi del capitale e, moltiplicando questo valore per il capitale richiesto da ciascuno dei percorsi dell’idrogeno, si ottiene la somma di denaro necessaria, come riportato in tabella 50 e 51:

Tabella 50. Costi totali di set up in caso di produzione on-site

ON-SITE			
PEMEL			
CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE	
4.413.908,41 €	4.464.140,55 €	5.278.216,40 €	
SMR			
CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE	
4.293.261,69 €	4.343.493,83 €	5.157.569,68 €	

Tabella 51. Costi totali di set up in caso di produzione off-site

OFF-SITE PRODUCTION			
GH2 PIPELINE	GH2 TRUCK	GH2 TRUCK P=P DISPENSER	LH2
2.864.857,45 €	2.383.859,41 €	1.008.287,51 €	656.249,46 €
2.864.857,45 €	2.383.859,41 €	1.008.287,51 €	656.249,46 €

- **Costo del personale:** come suggerito dal nome, in questa sezione sono affrontati i costi relativi al personale impiegato nella stazione di servizio. È importante sottolineare che il personale svolge un ruolo di supervisione, poiché molti dei processi sono totalmente automatizzati. Per tale ragione, si prevede che per un corretto funzionamento dell'impianto siano sufficienti due impiegati [G.Saur,2019]. I dati relativi ai costi di personale sono presentati in tabella 52.

Tabella 52. Costi del personale per una stazione da 3000 kg H₂/giorno

#of people working per station [unit]	2
tube trailer driver salary [€/year]	40.000,00 €
# of tube trailer need to meet daily demand GH ₂ [unit]	5
Hours operating [h/day]	24
Days operating [days/year]	313
Station labour cost [€/man*hour]	12,2
TOT labour cost [€/year]	183.097,60 €
Overhead and G&A [% of labour cost]	20%
Overhead and G&A cost	36.619,52 €
TOT on-site labour cost [€/year]	219.717,12 €
TOT off-site p=p dispenser labour cost	459.717,32 €

Considerando una paga oraria lorda di 12,2 €/ora per ogni impiegato, un'operatività giornaliera di 24 ore e annuale di 313 giorni, ne deriva che i costi del personale sono di 183 K€. A questi costi diretti ne vanno aggiunti circa il 20% per costi di G&A (Generali e di amministrazione). Ne deriva un costo totale di **219 K€** da sostenere ogni anno.

Nel caso in cui la produzione sia dislocata e si utilizzino camion che forniscono idrogeno alla stessa pressione del dispenser⁵⁵, vi è anche il salario degli autisti da sostenere, pari a circa 40K€ l'anno. Ne derivano costi di personale pari a **459,7 K€**.

- **Affitto terreno:** L'ultima voce di costo da considerare è quella dell'affitto del terreno (non è conveniente acquistarlo) ove verrà costruito l'impianto. Per calcolare l'affitto, è necessario conoscere la superficie occupata dall'impianto. Nel report *NBF* è presentato un grafico, riportato in figura 47 e 48, che valuta la superficie occupata dalla stazione (footprint) in relazione alla domanda di idrogeno della stazione, distinguendo in caso di produzione on-site e off-site.

⁵⁵ Vedi capitolo 3, sezione 3.7 pag. 73

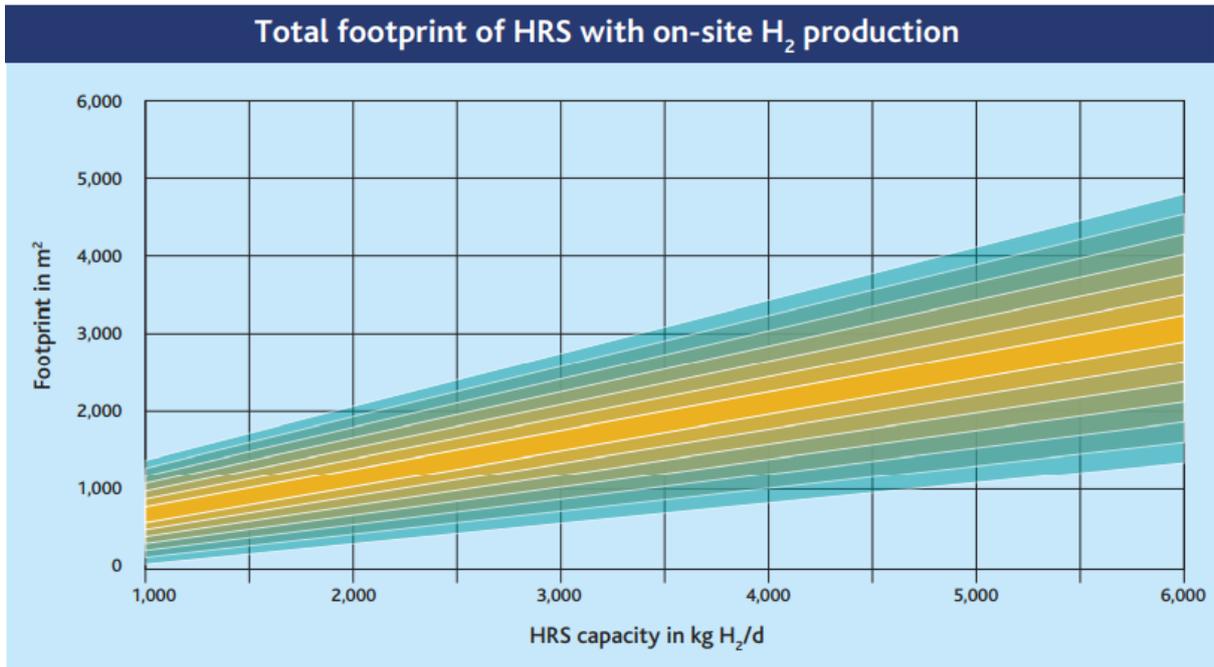


Figura 47. Superficie occupata dalla stazione HRS in caso di produzione on site

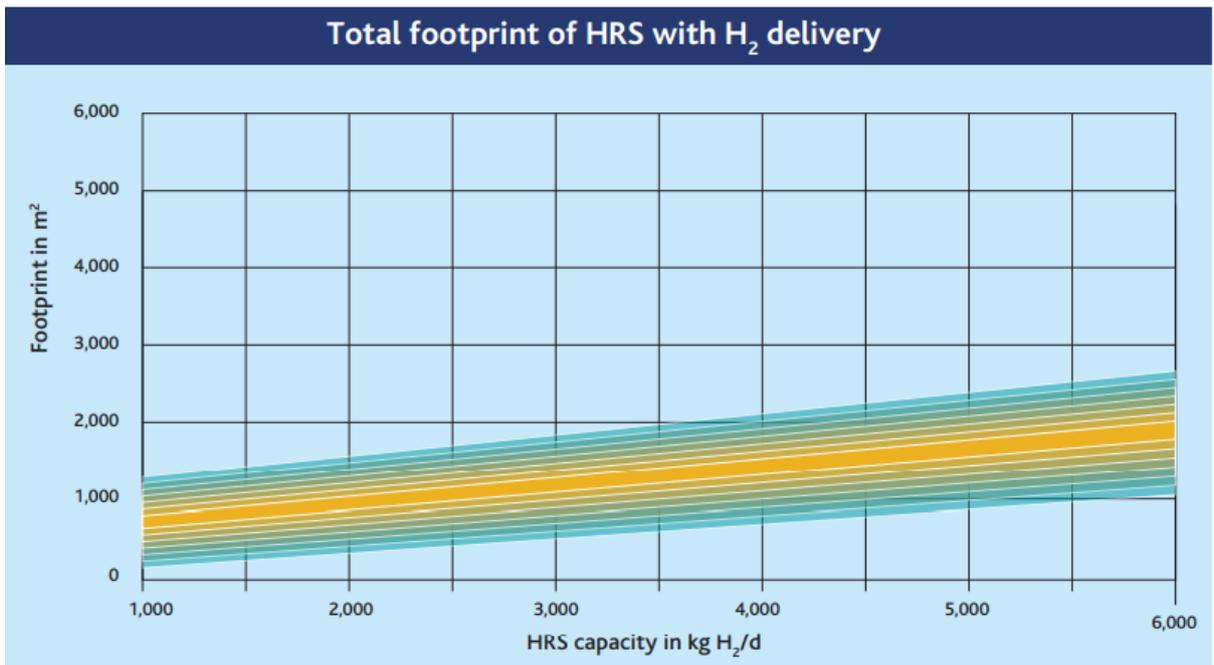


Figura 48. Superficie occupata dalla stazione HRS in caso di produzione off-site

Ovviamente, la superficie occupata dall'impianto aumenta all'aumentare della capacità dello stesso (una maggiore capacità comporta la presenza di più macchinari ecc) in modo lineare. In particolare, *NBF* stima un rapporto tra Superficie e Capacità poco superiore al 50% per quanto riguarda la produzione on-site, e di circa il 30% per quella off-site. Ne deriva che lo spazio occupato nel primo caso è di circa 1600 m² e 875 m² nel secondo. L'affitto del terreno è

stimato di 5€/m² ogni mese, risultando in un costo finale di **96 k€** (on-site) e **52 k€** (off-site) ogni anno. I dati relativi sono riportati in tabella 53.

Tabella 53. Affitto del terreno in caso di produzione on-site e off-site

Rent cost [€/m ² *month]	5
footprint factor on-site production [day*m ² /kg]	55%
footprint factor off-site production [day*m ² /kg]	30%
Plant area on-site production [m ²]	1604,11
Plant area off-site production [m ²]	875,0
# of month [month/year]	12
Plant lifetime [years]	20
Land cost on-site production [€/year]	96.246,82 €
Land cost off-site production [€/year]	52.498,27 €

4 Analisi dei risultati

In questo capitolo sono presentati i risultati dell'analisi economica svolta nei capitoli precedenti. In particolare, è presentato l'investimento richiesto per ogni tipologia di percorso dell'idrogeno (4.1), in termini costi operativi e del capitale. Successivamente, è presentata un'analisi di costo mirata a valutare l'impatto sul progetto della variazione dei parametri chiave (domanda giornaliera, capacity factor, prezzo dell'elettricità/metano ecc).

Investimento HRS

Nelle tabelle 54 e 55 è presentato, per ogni percorso dell'idrogeno analizzato nei capitoli precedenti, l'investimento necessario alla costruzione di una stazione HRS⁵⁶. I costi operativi presentati sono pari ad un anno di attività. *NBF* stima un investimento capitale di **25 M€** per una stazione HRS in grado di soddisfare una domanda di 3000 kg di idrogeno al giorno [B. Reuter, 2017].

Tabella 54. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno in caso di produzione on-site

ON-SITE PRODUCTION			
PEMEL			
	CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE
OPEX (direct production cost) [€/year]	3.158.005,52 €	3.248.285,04 €	3.162.047,06 €
OPEX (other cost) [€/year]	699.898,16 €	702.082,16 €	785.924,63 €
CAPEX [€]	23.604.814,55 €	23.873.447,28 €	28.226.983,35 €
SMR			
	CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE
OPEX (direct production cost) [€/year]	1.405.124,67 €	1.495.404,18 €	1.409.166,21 €
OPEX (other cost) [€/year]	689.407,14 €	691.591,14 €	775.433,61 €
CAPEX [€]	22.959.616,89 €	23.228.249,61 €	27.581.785,69 €

Come evidenziato dai dati, l'investimento in capitale richiesto è di circa **24 M€** in caso di produzione tramite elettrolisi con PEM e di 23 M€ se si utilizza il reformer a vapore, in linea con le previsioni di *NBF*. Si discostano da questi risultati le stazioni che utilizzano il *booster compressor* abbinato al magazzino a bassa pressione: come descritto nel progetto⁵⁷, il *production factor* al 23% incide notevolmente sul processo produttivo, aumentandone i costi di capitale. I costi operativi invece, sono stabili sui **3 M€** l'anno per l'elettrolisi e **1,4 M€** l'anno per il reformer.

Se si osserva il costo del capitale delle due differenti tecnologie di produzione (elettrolisi e reformer), si nota come i valori differiscono per circa 500 k€ (1,7% del capex). Questa differenza è da attribuire al maggior costo degli elettrolizzatori rispetto ai reformer, poiché la restante parte della catena produttiva è la medesima.

⁵⁶ Hydrogen Refueling Station

⁵⁷ Vedi capitolo 3, sezione 3.6, pag. 65

Per quanto riguarda la produzione off site invece, i valori sono presentati in tabella 55.

Tabella 55. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno in caso di produzione off-site

OFF-SITE PRODUCTION				
PEMEL				
	GH2 PIPELINE	GH2 TRUCK	GH2 TRUCK P=P DISPENSER	LH2
H2 DELIVERY COST [€/year]	4.203.999,02 €	4.203.999,02 €	4.203.999,02 €	4.755.707,18 €
OPEX [€/year]	671.561,28 €	608.822,41 €	500.280,99 €	460.128,07 €
CAPEX [€]	15.320.759,39 €	12.748.465,55 €	5.392.146,23 €	3.509.508,00 €
SMR				
	GH2 PIPELINE	GH2 TRUCK	GH2 TRUCK P=P DISPENSER	LH2
H2 DELIVERY COST [€/year]	2.330.144,19 €	2.330.144,19 €	2.330.144,19 €	2.881.852,36 €
OPEX [€/year]	671.561,28 €	608.822,41 €	500.280,99 €	460.128,07 €
CAPEX [€]	15.320.759,39 €	12.748.465,55 €	5.392.146,23 €	3.509.508,00 €

L'investimento maggiore (15M€) è richiesto se si utilizza un condotto per trasportare idrogeno: oltre all'investimento per la costruzione del condotto, impattano notevolmente le fasi (compressione, stoccaggio e distribuzione) a cui è sottoposto l'idrogeno per permettere una corretta gestione della domanda. Segue l'utilizzo di camion per il trasporto dell'idrogeno (13M€), a causa degli alti costi del capitale delle fasi successive alla produzione. Successivamente, si trova il trasporto tramite camion (5 M€) se l'idrogeno è consegnato alla medesima pressione del distributore. La riduzione di costo (circa il 70%) è dovuta all'assenza dell'investimento nei macchinari per le fasi di compressione e stoccaggio, poiché la prima è ridondante (l'idrogeno è consegnato ad una pressione ideale al rifornimento) e la seconda è svolta dagli stessi camion adibiti al trasporto. Chiude l'elenco la stazione di rifornimento a idrogeno liquido (3,5 M€): l'efficienza dei macchinari utilizzati riduce notevolmente i costi di capitale, compensando i maggiori costi di produzione dovuti allo step di liquefazione.

È importante sottolineare però, un concetto fondamentale: la scelta dei macchinari da utilizzare, dalla produzione alla distribuzione, non è determinata unicamente dalle differenze di costo delle varie tipologie presentate, ma è vincolata da fattori esterni quali l'accesso alle risorse energetiche in caso di produzione on-site (non tutte le stazioni possono garantire il corretto apporto di metano o di elettricità), la distanza dal centro di distribuzione o lo stato (gassoso o liquido) dell'idrogeno in caso di produzione off-site. Questi fattori, apparentemente non significativi, possono vincolare le scelte di pianificazione della stazione e, per tale ragione, devono essere presi in considerazione quando si progetta la costruzione di una nuova stazione HRS⁵⁸.

Variazione parametri chiave

In questa sezione è presentato l'effetto della variazione dei parametri chiave sul progetto, in termini di Capex e Opex. L'obiettivo è quello di valutare in che misura questi fattori incidano

⁵⁸ Hydrogen Refueling Station

sul progetto, per capire quali di essi vadano tenuti sotto controllo onde evitare aumenti indesiderati di costi.

- **Domanda giornaliera**

Il primo parametro da analizzare è la domanda giornaliera. L'effetto della variazione è presentato in figura 49.

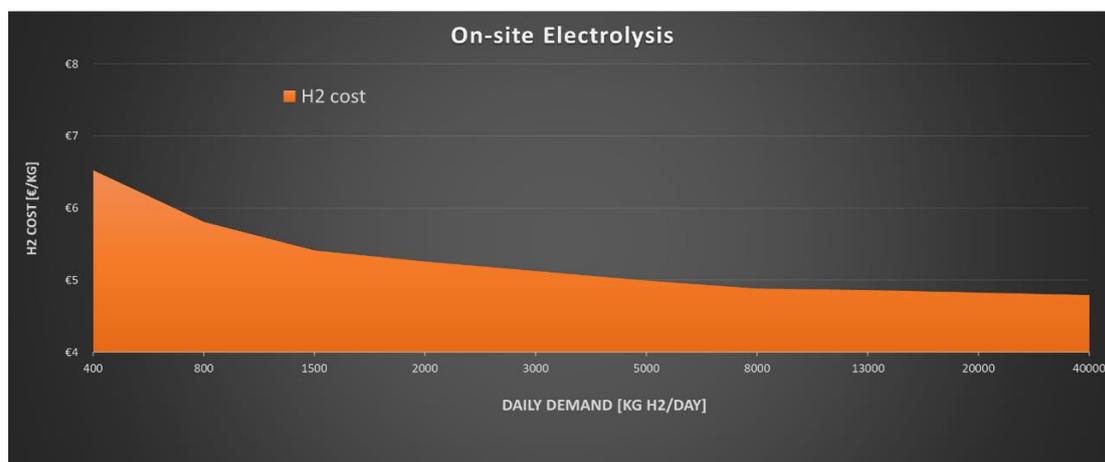


Figura 49. Variazione del costo finale dell'idrogeno al variare della domanda giornaliera

Quando la domanda giornaliera è di soli 400 kg (come per la stazione di Bolzano), il costo finale dell'idrogeno è di circa 6,5 €/kg. All'aumentare della domanda, il costo dell'idrogeno si riduce fino a raggiungere il prezzo di 4,7 €/kg con una domanda di 40'000 kg al giorno.

Per depurare l'effetto sulla stazione, non è stato applicato nessun fattore di scala all'aumentare della domanda; poiché i costi operativi rimangono invariati, la riduzione è da attribuirsi ai costi di capitale. Infatti, i costi di capitale sono ripartiti sul numero di kg di idrogeno prodotti durante la vita utile: se la domanda aumenta, il costo al kg si riduce. Tuttavia, questa considerazione non spiega completamente il fenomeno, poiché se è vero che aumentando la domanda si riducono i costi, è anche vero che aumenta il numero di macchinari necessari per processare la mole di idrogeno richiesta. Ne deriva che il tassello mancante è da cercarsi nel fattore di sicurezza applicato per prevenire interruzioni della linea di produzione. Infatti, la presenza del macchinario di backup incide diversamente sui costi al variare del numero di macchinari utilizzati.

Ad esempio, per una domanda di 400 kg di idrogeno al giorno sono necessari 3+1 elettrolizzatori, mentre ne sono richiesti 10+1 per soddisfare una domanda da 1500 kg al giorno. È evidente che il macchinario di backup sia ripartito su due differenti volumi di idrogeno, incidendo notevolmente se la domanda di idrogeno è ridotta (<1500 kg/giorno). Infatti, dai dati risulta che aumentando la domanda da 400 a 800 kg/giorno (aumento del 100%), i costi si riducono dell'11%. Tuttavia, per uno stesso aumento percentuale, ma applicato al passaggio da 20'000 a 40'000 kg/giorno, i costi si riducono del 0,7%.

- **Prezzo dell'elettricità e del metano**

Il prezzo dell'elettricità è un parametro fondamentale per determinare il costo finale dell'idrogeno, incidendo per il 98% sui costi operativi (che a loro volta corrispondono al 70% dei costi totali). I costi di capitale invece, non subiscono modifiche al variare del prezzo dell'elettricità.

L'impatto sul costo diretto di produzione (elettrolisi e compressione) dell'idrogeno è presentato in figura 50.

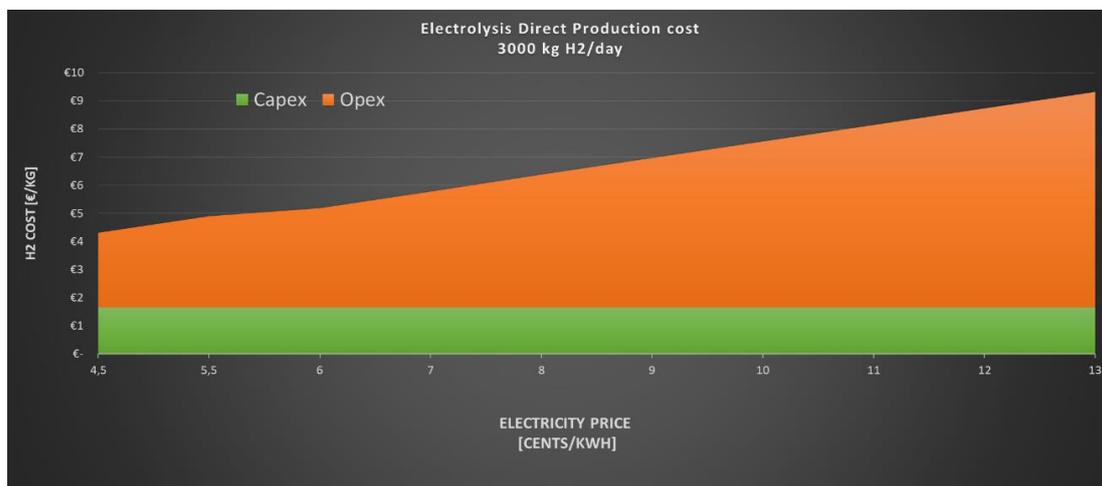


Figura 50. Variazione del costo diretto di produzione al variare del prezzo dell'energia, PEMEL

È evidente che il controllo del prezzo dell'elettricità sia fondamentale per evitare impennate di costi: un aumento del 100% del prezzo dell'acqua, che rappresenta il 2% dei costi operativi, si tradurrebbe in un aumento del 2,5% sul costo finale dell'idrogeno, a differenza del prezzo dell'elettricità, che se raddoppiasse aumenterebbe il prezzo finale dell'idrogeno del 67%.

Analogamente, si è derivato l'impatto di un aumento del prezzo del metano, presentato in figura 51.

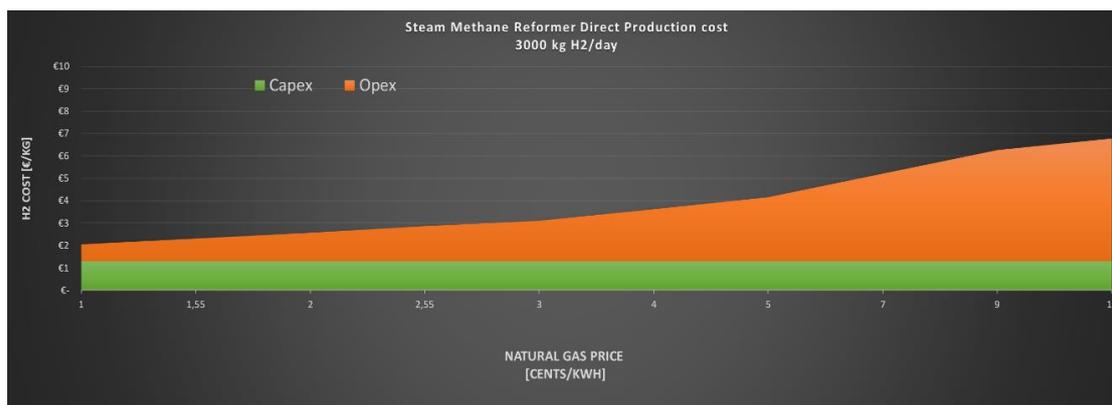


Figura 51. Variazione del costo diretto di produzione al variare del prezzo del metano, SMR

Sebbene il prezzo del metano sia ridotto rispetto a quello dell'elettricità, la produzione tramite reformer a vapore incide per l'85% sui costi di produzione. Pertanto, è necessario mantenere sotto controllo questo parametro, per evitare che i costi operativi (circa il 50% del costo finale dell'idrogeno) superino i costi di capitale.

- **Production factor**

Un altro parametro da analizzare è sicuramente il *production factor*, spesso citato nel progetto. La variazione del *production factor* sul costo finale dell'idrogeno è rappresentata in figura 52.

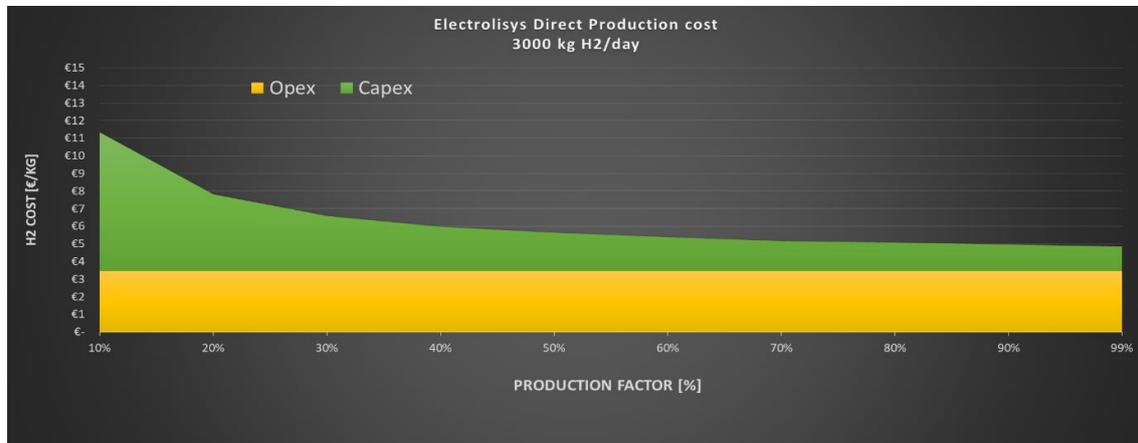


Figura 52. Variazione del costo finale dell'idrogeno al variare del *production factor*

I costi operativi non sono influenzati dal *production factor*, poiché il costo per produrre un kg di idrogeno non varia se il macchinario lavora 1 o 10 ore al giorno, semplicemente varia il volume di idrogeno prodotto in una giornata. Lo stesso discorso non vale per i costi di capitale⁵⁹, dove il costo al kg varia al variare della produzione giornaliera. Per valutare l'impatto della variazione di questo fattore sul costo finale del prodotto, è sufficiente osservare il grafico in figura 52: quando il *production factor* si riduce al 10 % (circa 3 ore giornaliere), il costo finale dell'idrogeno aumenta vertiginosamente a 11 €/kg.

Idealmente, il *production factor* potrebbe essere portato al 99%, riducendo ulteriormente il costo finale dell'idrogeno e ottimizzando l'utilizzo dei macchinari. Tuttavia, nella realtà questa scelta si rivela svantaggiosa: dimensionare l'impianto sulla capacità massima dei macchinari non permette di gestire eventuali picchi di domanda, oltre che aumentare le probabilità di interruzione della linea produttiva, causa guasti o malfunzionamenti. Pertanto, è necessario bilanciare la scelta del *production factor* per evitare aumenti dei costi capitale da un lato, e problemi nella gestione della domanda dall'altro.

- **Distribution factor**

Durante il progetto⁶⁰ si è discusso di come il *distribution factor* al 23% limiti notevolmente i vantaggi presentati dalle tecnologie, aumentando notevolmente la potenza richiesta del *booster compressor* e la dimensione del magazzino a bassa pressione, onde evitare interruzioni lungo la catena produttiva. Pertanto, si è deciso di

⁵⁹ I costi di capitale sono ripartiti sui kg di idrogeno prodotti lungo la vita utile del macchinario

⁶⁰ Vedi capitolo 3, sezione 3.6, pag.65

far variare questo parametro, analizzando gli effetti sui costi operativi e di capitale della compressione. I risultati sono presentati in figura 53.

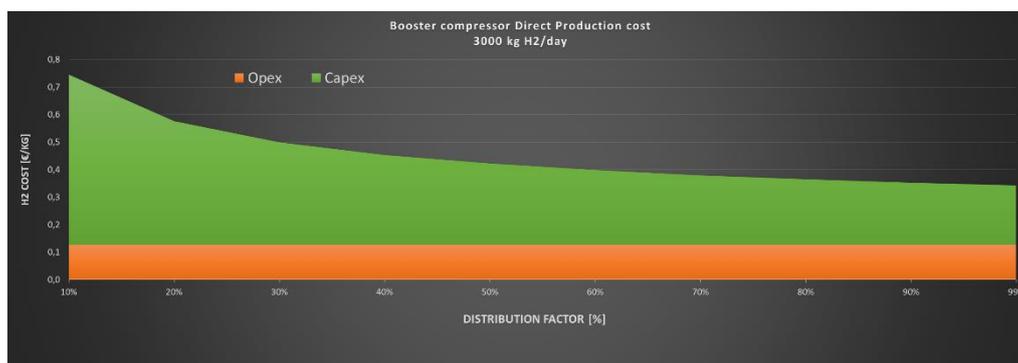


Figura 53. Variazione dei costi di compressione al variare del distribution factor.

Analogamente al *production factor*, i costi operativi rimangono invariati, perché l'assorbimento energetico per ogni kg di idrogeno è calcolato come il rapporto tra la potenza del compressore e la domanda da soddisfare⁶¹.

Il costo di capitale invece, ripartito sui kg di idrogeno compressi, varia: a parità di potenza del compressore, lavorando più ore durante la giornata aumentano i kg prodotti, riducendone i costi. Infatti, quando il *distribution factor* è al 10% la compressione assorbe circa 0,75€ per ogni kg di idrogeno, passando dal rappresentare il 21% dei costi di capitale totali ad oltre il 60%. Se il fattore è portato al limite teorico (99%), i costi si riducono a circa 0,2 €/kg, rappresentando circa l'11% dei costi totali del capitale.

Tuttavia, esattamente come per la produzione, aumentare il fattore al fine di sfruttare al massimo la capacità del compressore risulta una scelta sconveniente: l'impossibilità di gestire i picchi di domanda e l'aumento dei guasti, causa il sovra utilizzo del macchinario, rischiano di trasformare il vantaggio in uno svantaggio.

Aumentando il *distribution factor* dal 10% a 20%, i costi di capitale si riducono del 27%, mentre superato il 60% le riduzioni sono inferiori al 7-8%. Pertanto, aumentare la finestra disponibile al rifornimento ad almeno 14 ore giornaliere (attualmente è di 5,6) è un'operazione fondamentale per ridurre i costi e sfruttare al meglio i vantaggi presentati dalle tecnologie.

⁶¹ Vedi capitolo 3, sezione 3.3, pag. 35

5 Costruzione HRS

In questo capitolo è affrontata l'effettiva costruzione di una stazione HRS: è preso sotto esame un progetto avente vita utile stimata di 20 anni, nell'ipotesi di iniziarne la costruzione nell'anno corrente e avviando l'effettiva produzione nel 2023. L'obiettivo è quello di valutare i principali parametri finanziari (5.1) al fine di determinarne la sostenibilità economica e individuare i potenziali miglioramenti futuri da apportare per rendere l'idrogeno competitivo rispetto ai carburanti attualmente disponibili (5.2).

Costruzione HRS

Per la costruzione della stazione, sono state effettuate le seguenti assunzioni:

- 1) **Tecnologia utilizzata:** la produzione avviene tramite elettrolisi, la compressione tramite l'utilizzo di un compressore standard supportato da un magazzino a cascata. Questa scelta, oltre che essere la più vantaggiosa in termini economici⁶², è più recente e innovativa rispetto alla tecnologia del reformer, presentando di conseguenza il maggior margine di miglioramento.
Durante la diffusione di una tecnologia, le caratteristiche che meglio si adattano all'evoluzione dell'architettura, per efficienza di costo e/o prestazionale, si imporranno sulle altre, contribuendo così all'emersione del design dominante. Questo non vuol dire che la produzione tramite reformer è destinata a scomparire, poiché le due tecnologie presentano performance simili ma diversificano le materie prime per la produzione. Semplicemente, gli sforzi tecnologici sono diretti a migliorare la tecnologia più recente che non ha ancora raggiunto la maturità, a differenza del reformer che risulta essere una tecnologia affermata già da tempo.
- 2) **Pieno regime operativo:** come evidenziato nel capitolo 4 (sezione 4.1, pagina 86), gli investimenti necessari alla costruzione di un impianto di produzione e distribuzione di idrogeno verde in grado di soddisfare una domanda di 3000 kg al giorno sono superiori ai 20 M€. Pertanto, si è ipotizzato che la stazione non raggiunga immediatamente la dimensione desiderata (l'investimento richiesto sarebbe troppo alto), ma che cresca nell'arco di 9 anni raggiungendo il pieno regime operativo nel 2033, in linea con la media delle stazioni HRS europee⁶³. Quest'ipotesi è sostenibile grazie all'attuale diffusione della tecnologia: l'unica stazione italiana, ad esempio, produce circa 400 kg di idrogeno al giorno. Pertanto, ipotizzare di poter soddisfare una domanda di 3000 kg al giorno sottintende una richiesta di idrogeno non indifferente, che difficilmente rispecchia l'attuale stato di domanda del mercato nazionale.
Tuttavia, come esposto nell'introduzione di Tesi⁶⁴, numerosi paesi europei (compresa l'Italia) hanno l'obiettivo di aumentare considerevolmente gli investimenti e il numero di bus alimentati ad idrogeno, validando ulteriormente l'ipotesi di raggiungere il pieno regime operativo nel 2033.

⁶² Vedi capitolo 3, sezione 3.6, pagina 65

⁶³ Vedi capitolo 2, sezione 2.2, pagina 18

⁶⁴ Vedi capitolo 1, sezione 1.3, pagina 8

- 3) **Crescita della domanda:** La crescita della domanda di idrogeno è stata ipotizzata lineare nel tempo, fino al raggiungimento della capacità limite di 106 bus al giorno (circa 3000 kg di idrogeno). Una volta raggiunto il pieno regime operativo, la domanda diverrebbe stabile, per non vincolare eccessivamente il progetto alla potenziale crescita della domanda.
- 4) **Ammortamento macchinari:** I macchinari sono ammortizzati linearmente lungo la loro vita utile.
- 5) **Numero di macchinari:** sebbene il numero di bus da rifornire cresca annualmente, incrementare di pari passo il numero di macchinari necessari al processo di produzione di H₂ potrebbe risultare una scelta sconveniente in termini di uso degli spazi e di sfruttamento dei tempi lavorativi a disposizione (preparazione sito, assemblaggio macchinari, costi di set up ecc). Per tanto, si è assunto di ampliare il numero di macchinari come riportato in tabella 56.

Tabella 56. Ampliamento del numero di macchinari (rump-up phase)

Machinery rump-up [years]	
PEMEL	2
Compressor	2
Storage	3
Dispenser	1
Precooler	1

Gli elettrolizzatori e i compressori sono ampliati ogni 2 anni, il magazzino ogni 3 (dati i grandi investimenti richiesti), mentre la quantità di dispenser e pre-cooler è aggiornata quotidianamente, data la facilità di installazione⁶⁵. L'obiettivo è quello di limitare la capacità ridondante, poiché il numero dei macchinari acquistati è mirato a soddisfare la domanda fino al successivo ampliamento, portando ad un iniziale sottoutilizzo delle risorse stesse. Questo sovra dimensionamento ha comunque dei vantaggi in termini di sicurezza, garantendo continuità produttiva lungo la catena del valore, motivo per cui questo modello di pianificazione è stato adottato da quasi tutte le stazioni HRS attualmente presenti in Europa.

- 6) **Leva finanziaria:** la costruzione della stazione HRS prevede un investimento non indifferente e così risulta appropriata la scelta di ricorrere al debito per finanziarne una parte. Onde evitare un'eccessiva esposizione finanziaria e, al tempo stesso, assicurandosi i vantaggi derivati dallo scudo fiscale, si è assunta una leva finanziaria (rapporto tra debito e il capitale proprio), pari al 30%.
Il costo del debito è pari al 5% annuo ed è distribuito omogeneamente durante i 20 anni di vita della stazione.

⁶⁵ Il numero di dispenser cresce da 1+1 a 5+1 durante i 20 anni, mentre il numero di precooler, data la grande capacità del macchinario, si limita a 1+1 per tutta la durata del progetto.

7) **Costo energia ed economie di scala e apprendimento:** I costo dell'energia è ipotizzato aumentare dell'1% ogni anno⁶⁶. Raggiunto il pieno regime operativo, la raccolta di dati storici sui volumi cumulati di idrogeno prodotti negli anni (economie di apprendimento) e le efficienze produttive raggiunte grazie all'aumento della domanda di idrogeno (economie di scala) permettono di ridurre i costi di produzione annuali di un fattore stimato al 2,5%.

Il parametro fondamentale da derivare è il prezzo di vendita dell'idrogeno.

Il primo passo è quello di determinare il costo finale dell'idrogeno, ripartendo i costi totali della stazione HRS sui kg prodotti lungo la vita utile (circa 15,2 milioni di kg) come riportato in tabella 57. La tassazione è pari al 22%.

Tabella 57. Componenti del costo finale dell'idrogeno

H2 cost			
Cost type	Tot cost over lifetime [€]	Tot cost over lifetime pre-taxes [€/kg]	Tot cost overlifetime after taxes [%]
H2 direct cost	53.325.318,28 €	3,50 €	45%
Production cost	49.273.118,29 €	3,24 €	
Distribution cost	3.422.595,18 €	0,22 €	
Land rent	2.117.430,05 €	0,14 €	2%
Labor	4.149.107,88 €	0,27 €	4%
O & M	6.044.008,35 €	0,40 €	5%
Machine capital cost	30.479.006,34 €	2,00 €	26%
PEMEL	17.652.600,00 €	1,16 €	
Compressors	4.387.001,99 €	0,29 €	
Storage	6.691.115,71 €	0,44 €	
Dispenser	1.440.000,00 €	0,09 €	
Pre-cooler	385.360,80 €	0,03 €	
Other capital cost	4.413.908,41 €	0,29 €	4%
Taxes	17.349.882,83 €	1,14 €	15%
TOT	100.528.779,31 €	6,61 €	7,75 €

Una visione grafica è fornita in figura 54, dove è rappresentato il costo finale dell'idrogeno nelle sue componenti.

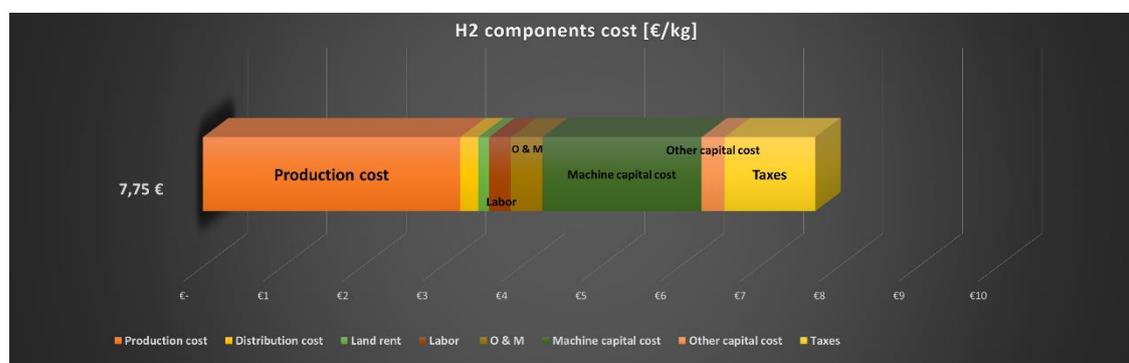


Figura 54. Componenti del costo finale dell'idrogeno

Determinato il costo finale dell'idrogeno, pari a 7,75 €/kg bisogna scegliere il margine da applicare al prodotto finito, determinando quindi il prezzo di vendita. Per la scelta del margine, si è deciso di seguire un processo iterativo che procede con l'inserimento di varie percentuali e il confronto del tasso di rendimento interno **TIR** e il costo ponderato del capitale, l' **r_{wacc}**.

⁶⁶ Aumento dovuto principalmente all'aumento del gas sui mercati internazionali, all'emergenza covid e a tensioni geopolitiche internazionali in ambito energetico. Vedi <https://energit.it>

Il tasso interno di rendimento è un importante indice che valuta la bontà di un investimento. Si calcola attualizzando tutti i flussi di cassa generati durante la vita utile al fattore di sconto che rende nullo il valore atteso dell'investimento (Net Present Value) tramite la formula:

$$\sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

L' r_{wacc} , o costo medio ponderato del capitale, permette di determinare il costo del capitale analizzando tutte le componenti di capitale proprio e di debito. Si calcola con la formula:

$$r_{wacc} = r_s * \frac{E}{E+D} + r_d * \frac{D}{D+E} * (1 - \tau)$$

Il rendimento degli azionisti r_s si calcola con la seguente formula:

$$\begin{aligned} r_s &= r_0 + \beta_{unlevered} * (r_m - r_0) \\ &= 2 + 1,019*(18-2) = \\ &\quad \mathbf{18,3 \%} \end{aligned}$$

Per la scelta del margine da applicare al prodotto finale, si è scelto quel valore che rende il tasso interno di rendimento **almeno uguale al costo del capitale**. È evidente che se l' r_{wacc} risultasse maggiore del TIR, i costi del capitale supererebbero i ritorni, rendendo l'investimento non profittevole. Il risultato è stato raggiunto iterativamente, poiché sia l' r_{wacc} che il TIR dipendono dalla scelta del margine (il capitale richiesto dipende dalla massima esposizione finanziaria e i flussi di cassa dipendono dagli utili generati dalla vendita dell'idrogeno).

Ne deriva un prezzo di vendita di **11,2 €** per ogni kg di idrogeno applicando un margine del 70%.

Nelle tabelle 58e 59 sono rappresentati il conto economico della stazione HRS durante tre anni di attività (tab. 58) ed una volta raggiunto il pieno regime operativo (tab. 59). In figura 55 invece, sono rappresentati i flussi di cassa cumulati lungo la vita utile del progetto.

Tabella 58. Conto economico della stazione HRS nei primi tre anni di attività

Income statement	2022	2023	2024
A.Revenues		1.063.466,15 €	2.126.932,30 €
B.Cost of good sold	4.413.908,41 €	438.068,10 €	766.949,15 €
B1.Raw material (water)	- €	3.952,93 €	7.905,85 €
B2.Energy	- €	324.928,12 €	649.856,24 €
B3.Labour cost	- €	109.187,05 €	109.187,05 €
B4.Other industrial cost (site preparation ...)	4.413.908,41 €		
C.Gross Margin (A-B)	- 4.413.908,41 €	625.398,05 €	1.359.983,15 €
D.Operative cost	96.246,82 €	180.886,00 €	237.295,61 €
D1 Operating & Maintenance	- €	84.639,18 €	141.048,79 €
D2.Rent	96.246,82 €	96.246,82 €	96.246,82 €
E.EBITDA (C-D)	- 4.510.155,23 €	444.512,05 €	1.122.687,55 €
F1 provision tfr	- €	8.087,93 €	8.249,69 €
F2 Depreciation	- €	348.327,52 €	579.411,53 €
G.EBIT (E-F)	- 4.510.155,23 €	88.096,60 €	535.026,33 €
H. financial charges	216.654,99 €	216.654,99 €	216.654,99 €
L. Taxes	- €	- €	117.705,79 €
M.Net income (G-H-L)	- 4.726.810,22 €	128.558,38 €	200.665,55 €

Tabella 59. Conto economico della stazione HRS raggiunto il pieno regime operativo

Income statement	2031	2032	2033	2034
A.Revenues	9.571.195,35 €	10.211.692,01 €	10.211.692,01 €	10.211.692,01 €
B.Cost of good sold	3.178.303,54 €	3.376.379,62 €	3.376.379,62 €	3.376.379,62 €
B1.Raw material (water)	35.576,34 €	37.957,08 €	37.957,08 €	37.957,08 €
B2.Energy	2.924.353,10 €	3.120.048,44 €	3.120.048,44 €	3.120.048,44 €
B3.Labour cost	218.374,10 €	218.374,10 €	218.374,10 €	218.374,10 €
B4.Other industrial cost (site preparation ..)				
C.Gross Margin (A-B)	6.392.891,82 €	6.835.312,39 €	6.835.312,39 €	6.835.312,39 €
D.Operative cost	433.817,90 €	442.223,90 €	442.223,90 €	442.223,90 €
D1 Operating & Maintenance	337.571,08 €	345.977,08 €	345.977,08 €	345.977,08 €
D2.Rent	96.246,82 €	96.246,82 €	96.246,82 €	96.246,82 €
E.EBITDA (C-D)	5.959.073,92 €	6.393.088,49 €	6.393.088,49 €	6.393.088,49 €
F1 provision tfr	18.230,93 €	18.595,55 €	18.967,46 €	19.346,81 €
F2 Depreciation	1.471.074,36 €	1.513.104,36 €	1.513.104,36 €	1.513.104,36 €
G.EBIT (E-F)	4.469.768,63 €	4.861.388,58 €	4.861.016,67 €	4.860.637,32 €
H. financial charges	216.654,99 €	216.654,99 €	216.654,99 €	216.654,99 €
L. Taxes	983.349,10 €	1.069.505,49 €	1.069.423,67 €	1.069.340,21 €
M.Net income (G-H-L)	3.269.764,55 €	3.575.228,11 €	3.574.938,02 €	3.574.642,13 €

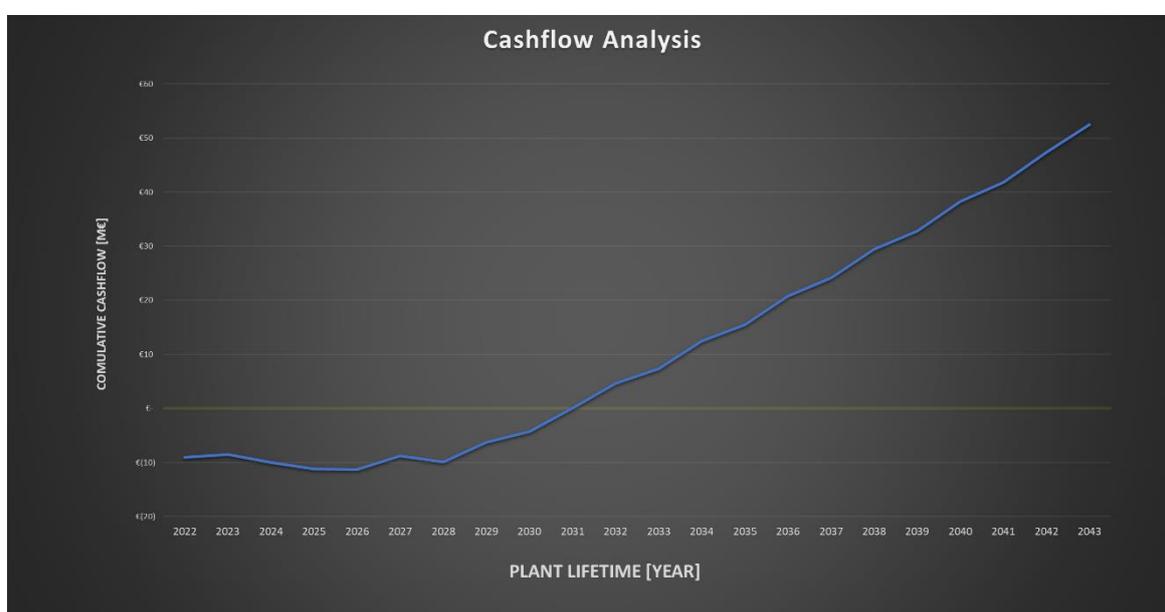


Figura 55. Flussi di cassa cumulati della stazione HRS

Come evidenziano i dati, nei primi anni del progetto, i costi di preparazione del sito incidono notevolmente sul bilancio, portando il conto in negativo. Negli anni successivi però, l'utile cresce. Gli indicatori finanziari, quali il ROS (Return on Sales) e il ROI (Return on investment) mostrano valori ampiamente positivi, come riportato:

$$ROS = \frac{EBIT}{Net\ sales} = \frac{Margine\ operativo}{Totale\ Vendite} = \frac{4'861'016}{10'211'692} = 47,6\%$$

$$ROI = \frac{EBIT}{KN+D} = \frac{Margine\ operativo}{Patrimonio\ netto+Debito} = \frac{4'861'016}{11'334'382} = 42,8\%$$

I flussi di cassa cumulati evidenziano un rientro dell'investimento all'anno 2030, con un payback time di 9 anni. L'investimento richiesto è pari alla massima esposizione finanziaria, cioè il minimo dei flussi di cassa cumulati pari a **11,33 M€**. Applicando una leva finanziaria pari al 30%, risulta una quota di debito pari a **2,7 M€** e un capitale proprio di **8,6 M€**.

È possibile determinare un altro importante indice finanziario, il Fattore di recupero del capitale (Capital Recovery Factor). Questo fattore è il rapporto utilizzato per indicare il valore attualizzato di una serie di pagamenti, dato il tasso di interesse e la durata dell'investimento. È un ottimo indice da applicare al debito per determinare la quota della rata (financial charges nel conto economico) per restituire il debito. La formula è:

$$CRF = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Ne deriva un CRF pari all'8% e moltiplicando questo valore per la quota di debito totale, si ottiene la rata da pagare ogni anno, pari a:

$$Rata = CRF * D = 0,08 * 2'700'000 = 216'655 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

Infine, è possibile calcolare il TIR e r_{wacc} , verificando che il primo sia almeno uguale al secondo.

$$\sum_{t=1}^{20} \frac{FC_t}{(1+r)^t} - 11'334'382 = 0$$

$$\mathbf{TIR = 14,9 \%}$$

Ne risulta un costo medio ponderato del capitale pari a:

$$\begin{aligned} r_{wacc} &= r_s * \frac{E}{E + D} + r_d * \frac{D}{D + E} * (1 - \tau) \\ &= 18,3 * \frac{8,6}{11,3} + 5 * \frac{2,7}{11,3} * (1 - 0,22) = \\ &= \mathbf{14,9 \%} \end{aligned}$$

Il prezzo di vendita a 11,2 €/kg è il minimo prezzo che permette alla stazione HRS di ripagare gli investimenti. Dilazionando la costruzione dell'impianto in più anni, l'investimento richiesto all'anno di costruzione si riduce del 52,2%, poiché parte dei ricavi è utilizzata per autofinanziare il progetto nel corso degli anni.

È importante sottolineare che nei calcoli non si è tenuto conto di alcun tipo di incentivo statale per rappresentare al meglio le attuali performance economiche della tecnologia. Incentivo che risulta però fondamentale per rendere l'idrogeno competitivo, almeno finché i progressi tecnologici non ridurranno i costi operativi, ancora superiori al costo degli attuali carburanti come ampiamente descritto nella sezione successiva.

Comparazione di prezzo

In questa sezione sono confrontati le performance dell'idrogeno, appena calcolate, con quelle dei principali carburanti in commercio, il Diesel e la Benzina per i bus di 12m.

Questo confronto è fondamentale poiché, come ampiamente descritto nel progetto, finché le performance dell'idrogeno saranno inferiori rispetto ai concorrenti energetici, la tecnologia non verrà adottata dai grandi produttori industriali, sicuramente più attratti dal profitto a breve termine che all'impatto ambientale derivato dall'utilizzo di combustibili fossili.

Il primo parametro da confrontare è il prezzo al kg. I valori sono riportati in tabella 60.

Tabella 60. Prezzo al kg dei principali carburanti in commercio

Green Hydrogen		Diesel		Gasoline	
Avg price [€/kg]	11,20 €	Avg price [€/kg]	1,26 €	Avg price [€/kg]	1,15 €

Osservando i dati, risulta evidente che l'idrogeno non possa competere con Diesel e Benzina, risultando in un prezzo al kg **dieci volte superiore**.

Tuttavia, il prezzo al kg non è il principale parametro per effettuare il confronto: infatti, questo dato non tiene conto del consumo di carburante. Il prezzo al kg, da solo, non fornisce sufficienti informazioni per una corretta analisi poiché non specifica quanti chilometri sia in grado di percorrere il bus con 1 kg di carburante.

Infatti, analizzando il consumo di carburante ogni 100 km percorsi (tabella 61), si nota che:

Tabella 61. Consumo di carburante per un bus di 12 metri ogni 100 km per i principali carburanti in commercio

Consumption [kg/100km]	9,3	Consumption [kg/100km]	31,6	Consumption [kg/100km]	28,5
------------------------	-----	------------------------	------	------------------------	------

L'idrogeno presenta dei notevoli vantaggi, permettendo di percorrere la stessa distanza con meno di un terzo di carburante.

Si può quindi determinare il costo totale per percorrere 100 km che risulta essere il parametro fondamentale per effettuare correttamente il confronto tra le tecnologie, come riportato in tabella 62.

Tabella 62. Prezzo dei principali carburanti di un bus da 12 metri per percorrere 100 km

Green Hydrogen		Diesel		Gasoline	
Avg price [€/kg]	11,20 €	Avg price [€/kg]	1,26 €	Avg price [€/kg]	1,15 €
Consumption [kg/100km]	9,3	Consumption [kg/100km]	31,6	Consumption [kg/100km]	28,5
Price [€/100km]	103,58 €	Price [€/100 km]	39,634 €	Price [€/100km]	32,59 €

Il confronto diretto tra l'idrogeno e le due tecnologie è presentato nella tabella 63.

Tabella 63. Confronto tra Idrogeno, Diesel e Benzina

H2 vs diesel	
Ratio	2,613452
Reduction cost [%]	261%
Target H2 cost [€/kg]	2,96 €
Target h2 production cost [€/kg]	1,34 €
H2 vs Gasoline	
Ratio	3,178507
Reduction cost [%]	318%
Target H2 cost [€/kg]	2,44 €
Target H2 production cost [€/kg]	1,10 €

Come evidenziato dai dati, l'idrogeno costa in media 2,6 volte più del diesel e 3,1 più della benzina. Per raggiungere la parità di costo è necessaria una riduzione in termini di costi operativi, pari al 260% se confrontato con il diesel e di oltre il 300% se confrontata con la benzina. È necessario quindi, raggiungere almeno un costo target di **2,96 € per ogni kg** di idrogeno prodotto per essere competitivo, e un costo diretto di produzione (elettrolisi + compressione) pari a **1,34 €/kg** (attualmente pari a 3,3 €).

Come anticipato, il costo dell'idrogeno è ancora troppo alto per potersi imporre come tecnologia energetica dominante all'interno del settore dei trasporti: le performance attuali sono inferiori a quelle dei corrispettivi competitor. Infatti, i ricavi derivati dall'analisi precedente, precludono che vi sia un'effettiva domanda di 3000 kg di idrogeno al giorno, fattore non scontato data l'imaturità della tecnologia e gli evidenti svantaggi di costo.

È fondamentale quindi agire contemporaneamente su due fronti:

1) Technology push: miglioramento tecnologia

Affinché l'idrogeno diventi economicamente competitivo, è necessario ridurre i costi operativi migliorando le performance. In particolare, bisognerebbe agire direttamente sulla produzione (la quale costituisce il 98% dei costi operativi) riducendo così quest'ultimi che pesano circa il 70% sulla voce dei costi totali. Dunque, si ritiene di fondamentale importanza ridurre i costi operativi ma agendo sulle componenti di costo che più influenzano il costo finale. La scomposizione del costo al kg dell'idrogeno ha esattamente questo obiettivo: individuare le fasi critiche del processo produttivo al fine di massimizzare l'efficienza a fronte di una riduzione del costo.

In particolare, l'assorbimento energetico per l'elettrolisi dell'acqua è troppo alto e rappresenta circa il **94%** del consumo di elettricità dell'intera stazione. È evidente che una riduzione del 100% dei costi operativi di compressione (pari 0,12 €/kg) risulterebbe in una riduzione sul costo finale dell'1,7%.

Agendo sui costi di capitale invece (responsabili del 30% dei costi finali del prodotto), una riduzione del 100% risulterebbe in una riduzione del costo finale dell'idrogeno pari al 25%.

2) Demand driven: Aumento della domanda

Un secondo stimolo deve necessariamente arrivare dall'altro lato della catena produttiva, la domanda. Infatti, all'aumentare del numero di consumatori finali che adottano la tecnologia, aumenterà il numero di imprese attive nel settore. Di pari passo seguiranno gli investimenti e i progressi tecnologici, riducendo così il costo finale del prodotto. Al tempo stesso, è evidente che un'impresa che decida di investire nella tecnologia si trovi di fronte ad alte barriere d'ingresso dati gli attuali costi.

È necessario, quindi, come per tutte le tecnologie che minimizzino gli effetti delle esternalità negative causate dal sistema economico-produttivo, un intervento della macchina statale a supporto le aziende impegnate nel settore. L'obiettivo dovrebbe essere quello di colmare il gap di costo attualmente presente affinché i business nascenti nel settore possano attraversare le acque agitate nel breve periodo e stimolare così la domanda ad adottare la tecnologia.

6 Scenari Futuri

Nell'ultimo capitolo di questo elaborato sono presentati tre differenti scenari futuri relativi alla produzione di idrogeno verde. Ad oggi, essendo la tecnologia è immatura, è possibile prevedere lo sviluppo ex-ante di questa tecnologia data la presenza di ampi margini di miglioramento. Inoltre, gli importanti investimenti previsti nel settore a livello nazionale ed europeo, come presentato nel capitolo 1⁶⁷, hanno l'obiettivo di favorire l'attecchire di questa nuova prassi tecnologica nel tessuto economico-produttivo del futuro prossimo.

Poiché la finalità ultima è di enunciare quali siano i migliori perfezionamenti adoperabili sulla tecnologia (in termini di riduzione dei costi operativi e di capitale) la costruzione della stazione è posticipata al 2030, anno in cui si raccoglieranno i frutti degli investimenti dello Stato nel settore effettuati durante la finestra 2025-2030. Analogamente a quanto fatto precedentemente, il pieno regime operativo è raggiunto nel corso di 9 anni, portando a soddisfare una domanda di 3000 kg di idrogeno al giorno, stabile nel tempo per non essere vincolata eccessivamente agli scenari futuri. Anche se nello scenario attuale, data la bassa penetrazione della domanda da parte dei bus alimentati ad idrogeno nel settore dei trasporti pesanti, vi sono dubbi riguardo l'effettiva domanda di idrogeno, grazie al programma europeo per la transizione del sistema energetico verso fonti di sostentamento verdi e/o rinnovabili⁶⁸ l'ipotesi di poter soddisfare una domanda di 3000 kg al giorno è più che giustificata⁶⁹.

Nei paragrafi successivi sono presentati miglioramenti attesi dai due lati del mercato, lato cliente (i bus) e lato azienda (le stazioni HRS).

Lato cliente

Se è vero che la tecnologia della produzione e distribuzione di idrogeno è immatura, lo stesso vale per la tecnologia presente nei bus, clienti finali della filiera produttiva. Infatti, la tecnologia relativa alla *fuel cell* FC, la cella combustibile in cui avviene la reazione chimica che permette di estrarre elettroni dall'idrogeno alimentando la batteria elettrica, è relativamente giovane, mostrando ampi margini di miglioramento in termini di efficienza e consumi.

L'Unione Europea si è imposta ambiziosi obiettivi in materia: rispetto agli standard del 1990, il focus principale europeo è quello di ridurre del 40% l'emissione di anidride carbonica entro il 2030, e dell'80% entro il 2050⁷⁰. I bus rappresentano un'iniziativa *free e-mobility* all'interno di una transizione pianificata verso un settore trasporti *carbon neutral*. Le flotte bus FC sono sicuramente state individuate come efficienti sostituti di quelle tradizionali poiché presentano performance simili al Diesel per quanto riguarda i km percorsi con un pieno ma, al tempo

⁶⁷ Vedi capitolo 1, sezione 1.3, pag.9

⁶⁸ Vedi capitolo 1, sezione 1.3, pag. 9-10

⁶⁹ La penetrazione della domanda per il 2030 è stimata al 2%, pari ad una flotta nazionale di circa 4000 bus. Una domanda di 3000 kg/giorno corrisponde ad una flotta di circa 100 unità, pari al 2,5% della potenziale flotta nazionale.

⁷⁰ Accordo di Parigi, 2015 e COP 26, 2021. Vedi https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_it

stesso, azzerano le emissioni di anidride carbonica e riducendo significativamente l'inquinamento acustico (offrendo così un maggiore confort ai viaggiatori).

Affinché la tecnologia venga adottata è necessario raggiungere alcuni importanti target entro il 2030:

1) Costo d'acquisto di un bus

Il prezzo d'acquisto dei bus ad idrogeno si è notevolmente ridotto rispetto al 1990, anno di introduzione della tecnologia motrice ad idrogeno. Come è possibile osservare in figura 55 [Roland Berger, 2015] il *trend* discendente segue un'esponenziale inversa che non sembra arrestarsi: altre importanti riduzioni sono previste entro il 2030 rispetto all'attuale prezzo di vendita di 600 K€ [G. Seur, 2017]. Queste vengono stimate oggi intorno al 40%.

Il prezzo "scontato" si attesterà intorno ai 400 k€, portando i bus FC ad essere una concreta alternativa rispetto ai bus Diesel, il quale costo di acquisto resta stabile intorno ai 300 K€.

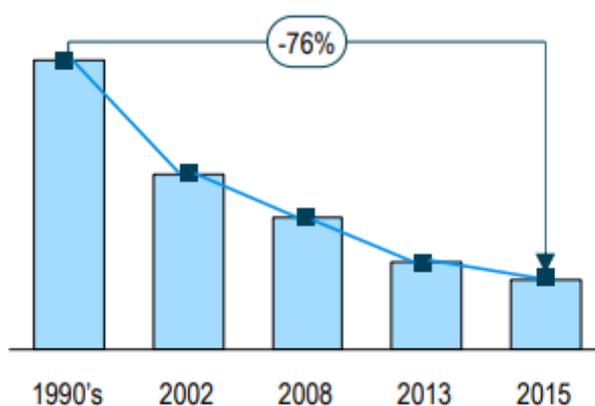


Figura 56. Riduzione percentuale del costo di acquisto di un bus ad idrogeno 1990-2015

Un'ulteriore importante riduzione si avrà nei costi di gestione e manutenzione, già molto simili a quelli dei concorrenti, che porterà a pareggiare queste voci di costo entro il 2030. Sebbene nel progetto di tesi il lato cliente non sia stato preso in considerazione il lato cliente, i *trend* negativi assunti dai costi dei bus FC renderanno questo business maggiormente attrattivo agli occhi dei produttori industriali, oltre che a stimolare con più vigore la domanda lato *client*.

2) Diffusione tecnologica

Se nel 2015 il numero di bus alimentati ad idrogeno presenti sul territorio europeo era di circa 80-90 unità [Roland Berger, 2015], nel 2020 è cresciuto fino a 300 puntando ad oltrepassare il tetto delle 1000 unità entro il 2025. Infatti, è evidente che ogni sforzo per ridurre i costi di produzione si traduce proporzionalmente in unità aggiuntive presenti sul mercato, rendendo più scalabile il business dei trasporti alimentati ad idrogeno.

Inoltre, le riduzioni di costo dal lato produttivo dipendono fortemente dalla dimensione del mercato, la cui crescita attirerebbe *players* e capitali esterni con maggiore frequenza, con conseguente sviluppo della tecnologia e riduzione dei costi.

Da questi e molti altri aspetti analizzati, si desume una forte interdipendenza tra i due lati della catena del valore. In letteratura [Roland Berger, 2015] si evince come il volume cumulato nel tempo di bus realizzati che garantisce riduzioni in termini di costi (economie di apprendimento) sia di circa 8'000-10'000 unità entro il 2030. Pertanto, il superamento delle 1000 unità previsto per il 2025 rappresenta il primo passo per rendere la tecnologia economicamente competitiva.

3) Supporto Istituzioni

Al fine di supportare i pionieri della tecnologia ad idrogeno nel sostenere i costi dello sviluppo tecnologico, è fondamentale l'intervento delle Istituzioni di competenza. Come evidenziato dai dati presentati nel progetto, gli attori incombenti vengono scoraggiati ad investire in un mercato governato da grande incertezza da entrambi i lati della domanda. È necessario quindi che lo Stato intervenga tramite riduzione delle imposte o sussidi, affinché queste imprese sopravvivano nel breve periodo con l'obiettivo di re-investire i maggiori utili nella tecnologia, aumentandone le prestazioni e riducendone i costi.

Roland Berger, autore di un importante report della FCH JU⁷¹, progetto finanziato dai principali bus operators del settore⁷² stima degli importanti miglioramenti in termini di prestazioni dei bus, soprattutto sulla riduzione del consumo di idrogeno per ogni km percorso. Per un bus di 12 metri, il consumo di idrogeno ogni 100 km si contrae da 9,3 a **7,3 kg**, permettendo così di poter rifornire una flotta più ampia a parità di volume prodotto. In particolare, se una produzione di circa 3000 kg al giorno poteva soddisfare una flotta di 106 bus, grazie alle migliori performance, la stessa produzione sarà in grado di rifornire una flotta di **158 bus**.

Lato Offerta

Dal lato dell'offerta invece, le potenziali riduzioni in termini di costi riguardano essenzialmente i costi di capitale e i costi operativi. Se per i primi vi è uniformità riguardo ai possibili sviluppi futuri, per i secondi la letteratura in materia propone diverse soluzioni eterogenee.

Come riportato dal D.O.E.⁷³, FCH JU e NBF⁷⁴, coerentemente a quanto esposto in questo progetto, i principali miglioramenti si otterranno per il processo dell'elettrolisi; essendo questa tecnologia più recente e innovativa rispetto al reformer a vapore, essa presenta dei margini di miglioramento più ampi. In particolare, sono previste riduzioni dei costi di capitale pari al **39%** per l'elettrolisi, e al **24%** per il reformer a metano. Questo fenomeno è dovuto principalmente agli investimenti nella tecnologia che riducono il prezzo di acquisto dei macchinari. Ad influire

⁷¹ *Fuel cells and Hydrogen joint undertaking*

⁷² Vedi elenco completo su https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/150909_FINAL_Bus_Study_Report_OUT_0.PDF

⁷³ Department of Energy

⁷⁴ *NewBusFuel*

sulla riduzione di prezzo vi è ulteriormente l'effetto del *Price Premium*, cioè il premio di prezzo (o aumento di prezzo) che sono disposti a pagare gli acquirenti per l'innovazione della tecnologia. Con il diffondersi della tecnologia, questo fattore viene meno, riducendo così il prezzo finale del prodotto.

Nella tabella 64 sono presentati gli attuali costi di capitale, comparati ai costi futuri riportati in tabella 65.

Tabella 64. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno, oggi

ON-SITE			OFF-SITE PRODUCTION			
PEMEL			PEMEL			
CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE	GH2 PIPELINE	GH2 TRUCK	GH2 TRUCK P=P DISPENSER	LH2
23.604.814,55 €	23.873.447,28 €	28.226.983,35 €	15.320.759,39 €	12.748.465,55 €	5.392.146,23 €	3.509.508,00 €
SMR			SMR			
CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE	GH2 PIPELINE	GH2 TRUCK	GH2 TRUCK P=P DISPENSER	LH2
22.959.616,89 €	23.228.249,61 €	27.581.785,69 €	15.320.759,39 €	12.748.465,55 €	5.392.146,23 €	3.509.508,00 €

Tabella 65. Investimento per la costruzione di una stazione HRS da 3000 kg/giorno, 2030

ON-SITE			OFF-SITE PRODUCTION			
PEMEL			PEMEL			
CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE	GH2 PIPELINE	GH2 TRUCK	GH2 TRUCK P=P DISPENSER	LH2
14.398.936,88 €	14.562.802,84 €	17.218.459,84 €	10.348.857,82 €	7.776.563,99 €	4.627.435,20 €	2.140.799,88 €
SMR			SMR			
CASCADE STORAGE	CONSTANT PRESSURE STORAGE	LOW PRESSURE STORAGE	GH2 PIPELINE	GH2 TRUCK	GH2 TRUCK P=P DISPENSER	LH2
15.537.039,00 €	15.700.904,97 €	18.356.561,97 €	10.348.857,82 €	7.776.563,99 €	4.627.435,20 €	2.140.799,88 €

Per quanto riguarda i costi operativi invece, vi è molta coerenza per quanto riguarda i costi di operatività e mantenimento (espressi come percentuale del Capex) la cui riduzione è stimata di circa il **50%**, come riportato in tabella 65. In **rosso** sono marcate le riduzioni rispetto allo scenario attuale.

Tabella 66. Riduzione percentuale dei costi di mantenimento della stazione HRS, 2030

OPERATING & MAINTENANCE COST [€/year]				
ON-SITE		Capital Cost [€]	Operating and maintenance [% of capex]	Operating and maintenance cost [€]
Production		- €		
	PEMEL	5.384.043,00 €	1%	53.840,43 €
	SMR	6.309.329,28 €	1%	63.093,29 €
Compression		- €		
	Compressor	1.338.036,47 €	3%	40.141,09 €
	Booster compressor	2.323.143,00 €	3%	69.694,29 €
Storage		- €		
	Cascade	4.011.945,24 €	0,5%	20.059,73 €
	Constant pressure	4.145.169,60 €	0,5%	20.725,85 €
	Low pressure	5.319.133,81 €	0,5%	26.595,67 €
Pre-cooling		- €		
	pre-cooler/heat exchanger	94.028,04 €	0,5%	470,14 €
Dispensing		- €		
	Dispenser	878.400,00 €	0,5%	4.392,00 €
OFF-SITE		Capital Cost [€]	Operating and maintenance [% of capex]	Operating and maintenance cost [€]
Tube Trailer	GH2 p+p dispenser	2.789.714,40 €	2,0%	55.794,29 €
	Pipeline	2.091.295,80 €	2%	41.825,92 €
LH2 storage	LH2	547.361,67 €	1%	2.736,81 €
Cryo pump	LH2	1.099.098,00 €	3%	32.972,94 €

Per quanto concerne i costi legati alla produzione diretta invece, vi sono troppi fattori esogeni che incidono sugli sviluppi futuri (Investimenti nel settore, prezzo dell'energia, efficienza elettrolizzatori e reformer ecc) che portano a molte divergenze in letteratura. Inoltre, i costi operativi sono la componente principale del costo finale (circa il 70%), rendendo di fatto molto incerte le predizioni future su di esso.

Per tanto, si è deciso di richiamare all'attenzione del lettore tre differenti scenari, denominati *Worst* (Peggior), *Normal* (Medio) e *Best* (Migliore). Ognuno di essi presenta le stesse riduzioni in termini di costi di capitale e di manutenzione, come riportato nel paragrafo precedente, ma differiscono sulle stime future dei costi operativi. In particolare, per

comprendere le differenze interposte tra i differenti scenari, è importante sottolineare le divergenze delle ipotesi di partenza su cui stono stati sviluppati i diversi:

- 1) **Scenario Worst:** lo scenario peggiore, prevede che le riduzioni di costo dovute ad una maggiore efficienza degli elettrolizzatori verranno compensate dall'aumento del costo dell'energia. Non vi saranno quindi riduzioni dei costi operativi. Gli unici vantaggi sono costituiti dalla riduzione del costo di acquisto dei macchinari (Capex) e da una migliore gestione degli stessi.
- 2) **Scenario Normal:** nello scenario normale (atteso) l'aumento di efficienza di elettrolizzatori e reformer riduce del **20%** i costi operativi, portando così ad un minor consumo di elettricità per la produzione di ogni kg di idrogeno, ed una riduzione del prezzo finale.
- 3) **Scenario Best:** nello scenario migliore si è deciso di effettuare un ragionamento differente. L'obiettivo del progresso tecnologico, per quanto riguarda l'idrogeno, è quello di pareggiare i costi dei carburanti fossili. Pertanto, si è deciso di derivare iterativamente la riduzione percentuale dei costi operativi che porta ad un costo finale dell'idrogeno inferiore a quello del principale competitore, il Diesel. Ovviamente, il confronto idrogeno-diesel non avviene sul costo al kg⁷⁵, poiché il parametro di paragone più significativo rimane il costo per percorrere 100 km. Non vi è nessuna certezza che questa riduzione si realizzi in futuro, ma è risultato un'analisi funzionale sia alla valutazione del gap idrogeno-diesel, sia all'impostazione degli obiettivi da raggiungere nel prossimo futuro.

Per raggiungere la parità di prezzo, è necessario che il prezzo di vendita dell'idrogeno scenda a **5,40 €/kg**, corrispondente ad una riduzione dei costi operativi di produzione del **80%**.

I risultati finali dei tre scenari sono riportati in tabella 66.

Tabella 67. Comparazione di costo di un bus da 12 metri per percorrere 100 km, best scenario

Diesel	
Avg price [€/kg]	1,26 €
Consumption [kg/100km]	31,561
Price [€/100 km]	39,63 €
Gasoline	
Avg price [€/kg]	1,15 €
Consumption [kg/100km]	28,45
Price [€/100km]	32,59 €
Green Hydrogen	
Worst scenario	
Avg price [€/kg]	9,31 €
Consumption [kg/100km]	7,3
Price [€/100km]	67,98 €
Normal scenario	
Avg price [€/kg]	8,39 €
Consumption [kg/100km]	7,3
Price [€/100km]	61,22 €
Best scenario	
Avg price [€/kg]	5,40 €
Consumption [kg/100km]	7,3
Price [€/100km]	39,40 €

⁷⁵ Vedi Capitolo 5, sezione 5.2, pag. 99

Come evidenziano i dati, la riduzione attesa del 20% non è sufficiente a pareggiare i costi, risultando in un costo ogni 100 km pari al doppio del Diesel.

In tutti gli scenari, analogamente a quanto fatto per l'edificazione di una stazione di rifornimento⁷⁶, il prezzo dell'energia aumenta dell'**1%** ogni anno, mentre le economie di scala e di apprendimento riducono i costi operativi del **2,5%** ogni anno (una volta raggiunto il pieno volume operativo). **Il prezzo del Diesel è ipotizzato costante nel tempo**, anche se le recenti turbolenze nello scenario geopolitico internazionale rendono quest'ipotesi abbastanza debole, il che ha ripercussioni positive sul mercato dell'idrogeno. Il modello prevede la costruzione della stazione HRS nel 2030, con vita utile di 20 anni. In ogni scenario, si è scelto come margine operativo quella percentuale che garantisce un tasso interno di rendimento (TIR) almeno uguale al costo medio ponderato del capitale (Wacc) e una quota di debito che mantiene la leva finanziaria intorno al 30%.

Una volta raggiunto il pieno regime operativo, la domanda della stazione di idrogeno è supposta costante sui **3000 kg** di idrogeno al giorno. Il progetto, infatti, non tratta i fenomeni di diffusione della tecnologia: il calcolo di tale probabilità è complesso e necessita di studi dedicati. Anzi, per evitare che il modello dipenda eccessivamente dalla diffusione futura, si è ipotizzato di mantenere costante la domanda nel tempo. L'obiettivo del progetto è quello di analizzare la tecnologia attuale, scomponendone i costi ed evidenziandone le criticità, valutando gli sviluppi futuri e i relativi effetti sul costo finale del prodotto.

È sufficiente realizzare che, se la diffusione della tecnologia non avvenisse (attualmente il numero di bus ad idrogeno circolanti in Europa è di 300-400 unità [Roland Berger, 2015]), sarebbe impensabile soddisfare una domanda di 3000 kg al giorno, corrispondente al fabbisogno quotidiano di una flotta di 100 bus (il 25-30% del totale dei bus FC presenti in Europa), come riportato nello **scenario attuale**. Invece, se gli obiettivi europei prefissati venissero raggiunti entro il 2030, il numero totale di bus sul territorio europeo risulterebbe di 10'000 unità, validando ulteriormente l'ipotesi di soddisfare la domanda di una flotta di 150 bus, pari all'**1,5%** della flotta totale europea (**scenari futuri**).

Nella tabella 67, è rappresentato un confronto più approfondito tra lo scenario attuale e quelli futuri.

⁷⁶ Vedi capitolo 5, sezione 5.1.

Tabella 68. Confronto tra scenari

Results				
Scenario	Today	Worst Scenario	Normal Scenario	Best Scenario
Year	2022	2030		
Lifetime [years]	20	20	20	20
*Avg Daily demand [kg/day]	2917	2917	2917	2917
*Avg Annual demand [kg/year]	911914	911914	911914	911914
*# of bus [bus/day]	106	158	158	158
12m Bus consumption [kg H2/100km]	9,3	7,3	7,3	7,3
H2 cost [€/kg]	7,75 €	6,67 €	5,82 €	3,22 €
H2 electrolysis cost [€/kg]	3,24 €	3,24 €	2,59 €	0,65 €
Electrolysis consumption [kWh/kg H2]	58,88	58,88	47,10	11,78
H2 resell price [€/kg]	11,20 €	9,31 €	8,39 €	5,40 €
H2 price [€/100km]	103,58 €	67,98 €	61,22 €	39,40 €
*Opex [€/year]	3.857.903,68 €	3.158.005,52 €	2.567.427,01 €	795.691,48 €
Capex [€/year]	1.744.645,74 €	1.314.196,84 €	1.199.850,03 €	856.809,57 €
Tot HRS capital cost overlifetime [€]	34.892.914,75 €	26.283.936,87 €	23.997.000,51 €	17.136.191,43 €
Capital required at t0 [€]	11.334.382,71 €	8.633.197,07 €	8.232.046,48 €	7.226.505,01 €
Debt at t0 [€]	2.700.000,00 €	2.050.000,00 €	1.900.000,00 €	1.700.000,00 €
Leverage [%]	31%	31%	30%	31%
*EBIT [€/year]	4.949.260,37 €	3.610.013,66 €	3.468.948,82 €	2.853.288,79 €
*DEBT/EBITDA [%]	42%	43%	42%	47%
IRR [%]	15,0%	14,9%	15,1%	15,3%
Rwacc	14,9%	14,9%	15,1%	15,0%
Payback year	2031	2040	2040	2040
Payback time [year]	9	10	10	10

N.B. I parametri identificati con l'asterisco* sono calcolati a pieno regime operativo.

Come evidenziato dai dati, per raggiungere la parità di costo è necessario che i costi operativi si riducano drasticamente, portando il costo dell'elettrolisi dagli attuali 3,24 €/kg a 0,65 €/kg.

In questo modo, i costi operativi annuali si ridurrebbero 3,8 M€ a **800 k€** e l'investimento iniziale si decurtirebbe dagli attuali 11,3 a **7,2 M€**, a fronte di un investimento totale in capitale lungo la vita utile dimezzato (34,8 contro i **17,1** dello scenario migliore).

È evidente che a parità di domanda, lo scenario con il prezzo di vendita più alto presenti l'utile ante imposte (EBIT) maggiore, dati i maggiori margini assoluti. Come più volte riportato nel progetto però, prezzi così alti disincentivano i consumatori a adottare la tecnologia, creando forti dubbi sull'effettiva richiesta.

Un parametro importante per valutare la sicurezza di un investimento è il rapporto Debito/Margine operativo lordo (EBITDA). Questo indice valuta il peso del debito rispetto al margine generato ogni anno dall'azienda: valori superiori alla soglia di 1,5 sono considerati critici, poiché indicano che sono necessari più di 1,5 anni di ricavi per restituire la quota di debito. In tutti gli scenari, i valori sono inferiori al **50%**, evidenziando una solida ripartizione dell'investimento tra debito e capitale proprio. Nei settori innovativi, dato l'elevato premio di mercato richiesto dagli azionisti per il rischio dell'investimento⁷⁷, la quota di debito ha lo scopo di ridurre il costo medio ponderato del capitale (il costo del debito è molto inferiore rispetto al rendimento degli azionisti).

⁷⁷ Vedi capitolo 5, sezione 5.1

Conclusioni Finali

L'utilizzo di bus alimentati ad idrogeno nel settore dei trasporti pubblici presenta numerosi vantaggi, dall'annullamento delle emissioni di CO₂ alla riduzione dell'inquinamento acustico, dalla velocità di ricarica dei mezzi all'efficiente durata del carico di carburante. Tuttavia, la diffusione dei bus ad idrogeno data la complessa infrastruttura della stazione di rifornimento risulta un compito complesso. Le tecnologie disponibili e i percorsi dell'idrogeno sono numerosi, ma vi è molta incertezza su quale sia il design più performante, sia in termini tecnici, sia in termini economici.

Dal momento che l'implementazione della tecnologia in esame su larga scala rimane attualmente un tabù, è quasi impossibile prevedere in che misura questo fattore possa incidere sul costo finale del prodotto. D'altra parte, proprio questa mancanza di esperienza, lascia intendere che la tecnologia è ancora immatura, presentando potenziali margini di miglioramento.

Dal progetto è emerso che l'idrogeno verde prodotto tramite elettrolisi richiede i medesimi investimenti in capitale dell'idrogeno grigio prodotto tramite reformer, presentando però costi operativi due volte superiori.

L'utilizzo di idrogeno in forma liquida presenta numerosi vantaggi logistici, in termini di superficie occupata dell'impianto, efficienza nelle fasi di stoccaggio e compressione e capitale richiesto per la costruzione dell'impianto. Tuttavia, l'intermedio step di liquefazione necessario al cambiamento di stato è molto dispendioso in termini energetici, aumentando considerevolmente i costi operativi e il costo finale dell'idrogeno. Pertanto, l'idrogeno gassoso risulta attualmente la scelta più conveniente.

L'infrastruttura più vantaggiosa in termini di costo finale del prodotto per la produzione e distribuzione di idrogeno verde in loco è composta da un elettrolizzatore, abbinato ad un compressore standard e supportato da un magazzino a cascata. In caso di produzione off-site invece, il discriminante principale è il prezzo di acquisto dell'idrogeno da parte della stazione a valle, che rende vantaggiosa la scelta di separazione verticale per riduzioni dei costi di produzione a monte superiori al 20%.

Attualmente, nel settore dei trasporti pesanti, il costo per percorrere 100 km da parte di un bus alimentato ad idrogeno è circa 2,5 volte superiore al diesel, rendendo la tecnologia economicamente non conveniente.

Per raggiungere la parità di costo con il diesel è necessaria una riduzione dei costi di produzione diretti dell'80%. La diffusione della tecnologia, supportata da un serio e consistente intervento dello Stato, è la chiave per raggiungere questo obiettivo. È fondamentale quindi, rispettare i target prefissati per il 2030 e il 2050 dalla comunità europea sulla crescita del mercato dei bus a cella a combustibile nel settore dei trasporti pesanti e sugli investimenti economici ed energetici nell'infrastruttura di produzione e distribuzione di idrogeno.

In particolare, secondo la mia modesta opinione, è importante concentrare i sussidi statali e gli investimenti nella filiera produttiva al fine di **ridurre i costi operativi**, la voce di costo più importante, responsabile del 70% del costo finale del prodotto.

...

Elenco delle fonti

- A.J. Simon, *Cryo-Compressed Pathway Analysis*, 2016
- Roland Berger, *Fuel Cell Electric Buses – Potential for Sustainable Public Transport in Europe*, 2015
- Cassidy Houchins (PI) Brian D. James, 2020 DOE *Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis*, 31 May 2020
- FCH 2 JU, *Study on Value Chain and Manufacturing Competitiveness Analysis for Hydrogen and Fuel Cells Technologies*, E4tech (UK) Ltd for in partnership with Ecorys and Strategic Analysis Inc. September 2019
- David Peterson, James Vickers, Dan DeSantis, *Hydrogen Production Cost from PEM Electrolysis*, February 3, 2020
- Dr. Benjamin Reuter, *Common Bus Operator Requirements for Future Tendering Processes*, New Bus Fuel 2017
- G. Saur, T. Ramsden, B. James, W. Colella, *Future Distributed Natural gas v3*, 2018
- G. Saur, T. Ramsden, B. James, W. Colella, *Future Distributed Pem Electrolysis*, 2018
- H2A *Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results*, Nexant 2008
- Laurent Bedel, Michael Junker, *Natural gas pipelines for hydrogen transportation* di ALPHEA HYDROGENE
- Mck, FCH JU, *Urban buses: alternative powertrains for Europe*, 2012
- Ministero dello sviluppo economico, *Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida*, 2021
- Mohd Adnan Khan Cameron Young Catherine Mackinnon David B. Layzell, *The Techno-Economics of Hydrogen Compression*, 2021
- Rob Cockerill, *Vedi Electrolyser technologies PEM vs Alkaline electrolysis*, NEL 2019
- R.K. Ahluwalia, J.-K. Peng, T.Q. Hua, *Cryo-compressed hydrogen storage*, Argonne National Laboratory, Argonne, IL, USA, 2016
- U.S. Department of Energy's (DOE's), *Fuel Cell Technologies Program Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan*, 2015
- Water News Europe, 2021

Appendice A

Parametri finanziari

A.1 Tasso Interno di rendimento

$$\sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Dove:

- FC sono i flussi di cassa all'anno t
- T è la durata dell'investimento
- r è il tasso di sconto di attualizzazione dei flussi (TIR)
- I0 è l'investimento iniziale, pari alla massima esposizione finanziaria raggiunta durante la vita utile determinata dal minimo dei flussi di cassa cumulati nel tempo.

Maggiore sarà il valore di r e più sicuro sarà l'investimento. Infatti, r rappresenta il tasso di sconto per cui la sommatoria dei flussi di cassa attualizzati risulta pari a 0 ed è evidente che se il fattore aumenta i flussi di cassa si riducono: maggiore è la riduzione percentuale richiesta per 'annullare' il valore atteso e più sicuro sarà l'investimento. Per bassi valori del TIR invece, sono sufficienti piccole interferenze o divergenze da quanto pianificato per rendere l'NPV negativo e, di conseguenza, l'investimento non profittevole.

A.2 Rwacc costo medio ponderato del capitale

$$r_{wacc} = r_s * \frac{E}{E + D} + r_d * \frac{D}{D + E} * (1 - \tau)$$

Dove:

- Rs rappresenta il rendimento degli azionisti, cioè coloro che investono nel progetto.
- E è la componente di capitale proprio (Equity).
- D è la componente di debito, opportunamente selezionata per rendere la leva finanziaria (D/E) pari al 30%.
- D+E rappresenta l'investimento totale.
- rd rappresenta il costo del debito.
- (1-τ) è lo scudo fiscale del debito.

Il costo ponderato del capitale bilancia il rendimento richiesto dagli azionisti e il costo del debito rispetto al peso che ha ciascuna voce sull'investimento totale: a parità di investimento totale, all'aumentare del capitale proprio il rendimento degli azionisti peserà di più sul costo finale del capitale, e viceversa se si aumenta la voce di debito. Solitamente, il tasso di rendimento degli azionisti è superiore al costo del debito; bisogna però prestare attenzione ad aumentare eccessivamente la quota di debito rispetto al capitale proprio, a causa del costo di bancarotta che, in caso di eccessiva esposizione finanziaria, potrebbe aumentare il costo dello stesso.

A.3 Rendimento azionisti

$$\begin{aligned}r_s &= r_0 + \beta_{unlevered} * (r_m - r_0) \\ &= 2 + 1,019*(18-2) = \\ &\quad \mathbf{18,3 \%}\end{aligned}$$

Dove:

- R_0 è il ritorno degli investimenti risk-free, cioè a rischio zero. Solitamente, si utilizza il rendimento medio delle obbligazioni statali, i BTP (Buoni Poliennali del Tesoro) degli ultimi 20 anni, pari al **2%**⁷⁸. Rappresenta il costo opportunità di un investimento.
- $\beta_{levered}$ è un coefficiente che definisce la misura del rischio sistematico di un'attività finanziaria, ovvero la variazione che un titolo storicamente assume rispetto alle variazioni di mercato. È definito come il rapporto tra la covarianza tra i rendimenti dell'asset i-esimo e i rendimenti del portafoglio di mercato, e la varianza dei rendimenti di mercato. È un fattore che se oscilla intorno all'unità, indicando un titolo aggressivo (più rischioso) se $\beta > 1$ e conservativo se $\beta < 1$ e che dipende molto dalle caratteristiche di settore. Per il progetto si è selezionato il Beta medio tra le principali aziende quotate nel settore⁷⁹ risultando in un valore di 1,268, evidenziando la rischiosità del settore, tipico delle tecnologie innovative.

È possibile utilizzare un secondo parametro, il *beta Unlevered*, cioè il beta di una società depurato dall'impatto del debito (leva finanziaria). Si calcola con la formula:

$$\begin{aligned}\beta_{unlevered} &= \frac{\beta_{levered}}{\left(1 + (1 - \tau) * \frac{D}{E}\right)} \\ &= \frac{1,268}{(1 + (1 - 0,22) * 0,3)} \\ &= 1,019\end{aligned}$$

È preferito per il calcolo del rendimento degli azionisti poiché valuta esclusivamente gli asset dell'impresa senza considerare la quota di debito, fattore già comunque incluso nel calcolo del costo medio ponderato del capitale.

- R_m è il rendimento di mercato, stimato al **18%** in uno studio sulle energie rinnovabili dell'Imperial Business School di Londra, 2021⁸⁰.

⁷⁸ <https://mercati.ilsole24ore.com/>

⁷⁹ Yara, Iberdrola, CWP renewable, Bloom Energy, Snam s.p.a, Plug Power, Ballard power system, Cummins, fuel cell energy. Per maggiori informazioni consulta il sito <https://www.infrontanalytics.com/>

⁸⁰ <https://www.imperial.ac.uk/business-school/>

- Il fattore $(r_m - r_0)$ rappresenta il premio del rischio di mercato (market risk premium), un fattore che remunera gli investitori per il rischio dell'investimento. All'aumentare del rischio, aumenta il ritorno degli azionisti.

A.4 Capital Recovery Factor

$$CRF = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Dove

- i è il tasso di interesse del debito (o costo del debito)
- n è la durata dell'investimento