

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II
Facoltà di Ingegneria – Dipartimento di Ingegneria
Meccanica per l'Energetica

Tesi di Dottorato in Ingegneria dei Sistemi Meccanici

XXI ciclo

PRODUZIONE DI IDROGENO PER VIA SOLARE

MARIA VALENTI

TUTOR

CH.MO PROF. ING. CIRO NOVIELLO

COORDINATORE

CH.MO PROF. ING. RAFFAELE TUCCILLO



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II

FACOLTA' DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA MECCANICA PER L'ENERGETICA



**TESI DI DOTTORATO IN
INGEGNERIA DEI SISTEMI MECCANICI**

XXI ciclo

PRODUZIONE DI IDROGENO PER VIA SOLARE

TUTOR

CH.MO PROF. ING. CIRO NOVIELLO

DOTTORANDO

ING. MARIA VALENTI

COORDINATORE

CH.MO PROF. ING. RAFFAELE TUCCILLO

Sapere è un po' soffrire, avrebbe detto Ulisse, l'eroe di Omero affascinato dall'ignoto; oggi forse ancor di più, mi son detta, leggendo le allarmanti stime e previsioni energetiche di eminenti studiosi. Ma grazie al percorso lungo il quale, il prof. Noviello e Claudio, mi hanno condotto in questi anni, quasi prendendomi per mano, ho capito che forse esiste ancora una speranza nella ricerca.

Ringrazio vivamente entrambi per avermi aperto una porta su questa realtà.

PREMESSA

Le radici del mio percorso di dottorato partono da lontano ovvero da quando, nel 2003, mi capitò tra le mani uno dei tanti libri di successo di Jeremy Rifkin: “Economia all’idrogeno”. Conoscevo l’autore perché avevo già letto un altro suo libro e ne avevo tratto una buona impressione. Rifkin è un sociologo, ma è soprattutto una persona che sa entusiasmare la massa facendola sognare. L’“economia all’idrogeno” descritta da Rifkin era bella, ma soprattutto sembrava risolutiva di tante situazioni critiche in termini energetici, ambientali e, non ultimo, umani.

Pur essendo ingegnere meccanico, all’epoca mi occupavo di marketing e sviluppo prodotto nel settore delle telecomunicazioni. Essendo già trascorso qualche anno dalla laurea, le mie conoscenze in campo energetico erano un po’ arrugginite. Eppure quell’economia all’idrogeno era talmente bella che non riuscivo a spiegarmi perché nessuno si attivasse per trasformare quel sogno in realtà. Il sogno di un’economia all’idrogeno o, meglio, di un modello di sviluppo competitivo sia sotto il profilo economico che ambientale mi aveva pervaso la mente. Ho inteso fare questa premessa per evidenziare la genesi del presente lavoro. Non costituisce la naturale prosecuzione di un discorso iniziato con una tesi di laurea; non è il tentativo di impiegare utilmente tempo a disposizione; non risponde al desiderio (pur legittimo) di acquisire un ulteriore titolo di studio da spendere sul mercato del lavoro; l’esperienza intrapresa è stata portata avanti per provare a dare una risposta (prima di tutto intima) alla seguente domanda: **“Esiste per l’umanità un futuro che sia affrancato dalla**

dipendenza da fonti fossili e relativo inquinamento? Può essere l'idrogeno una risposta concreta?". Queste sono le domande a cui ho provato a dare risposta nel mio percorso di dottorato. Un percorso fatto di alti e bassi, intervallato di esperienze personali (belle e brutte), alternato con il normale svolgimento delle attività familiari e lavorative, denso di soddisfazioni e disillusioni, lungo, intenso, vario, ma, soprattutto, appassionante. E, probabilmente, è stata la passione che mi ha portato ad allargare immensamente il perimetro della mia ricerca che inizialmente era stata orientata verso la termolisi diretta ad alta temperatura (ovvero in un ambito tutto sommato ben definito e piuttosto contenuto), ma che poi si è evoluta ampliando sempre maggiormente gli argomenti affrontati. Fotovoltaico, solare termodinamico a concentrazione, cicli termochimici di produzione dell'idrogeno, accumulo termico, problematiche di connessione in rete, mobilità sostenibile sono altri aspetti con cui mi sono dovuta confrontare e che ho scelto di non evitare; aspetti che mi hanno aiutato a dare una risposta alla mia iniziale domanda. Perché la passione non contempla scelte di comodo ed è sempre pronta a pungolare chi, come me, ad un certo momento della sua vita, suo malgrado, ha iniziato a coltivare il sogno di contribuire all'elaborazione di nuovi modelli di crescita economica basati sulla cooperazione sociale e lo sviluppo sostenibile.

Oggi non lavoro più nel mondo del marketing, né tanto meno ho un inquadramento a tempo indeterminato. Oggi sono una precaria della ricerca, collaboro con ENEA. Ma sono ugualmente felice perché mi sembra di fare qualcosa di migliore per il futuro dei miei figli!

SOMMARIO

| | |
|--|-----------|
| PREMESSA | 4 |
| 1 L'IDROGENO | 9 |
| 1.1 LE PROPRIETA' CHIMICO-FISICHE | 10 |
| 1.2 GLI IMPIEGHI | 12 |
| 1.2.1 L'IDROGENO NELLA PRODUZIONE DI AMMONIACA | 12 |
| 1.2.2 L'IDROGENO NELL'INDUSTRIA DELLA RAFFINAZIONE | 13 |
| 1.2.3 L'IDROGENO NELLA PRODUZIONE DI METANOLO | 13 |
| 1.2.4 L'IDROGENO IN METALLURGIA | 14 |
| 1.2.5 L'IDROGENO IN CAMPO SPAZIALE | 15 |
| 1.3 GLI IMPIEGHI ENERGETICI | 15 |
| 1.3.1 LA COMBUSTIONE DIRETTA | 16 |
| 1.3.2 L'OSSIDAZIONE NELLE CELLE A COMBUSTIBILE | 18 |
| 1.4 L'IMPATTO AMBIENTALE | 24 |
| 2 PRODUZIONE DI IDROGENO PER VIA TRADIZIONALE | 26 |
| 2.1 LO STEAM REFORMING DEL METANO | 26 |
| 2.1.1 UN TIPICO SCHEMA DI IMPIANTO | 27 |
| 2.2 LA GASSIFICAZIONE DEL CARBONE E/O DI RESIDUI CARBONIOSI | 32 |
| 2.2.1 UN TIPICO SCHEMA DI IMPIANTO | 32 |
| 2.2.2 GASSIFICATORI A LETTO TRASCINATO ("ENTRAINED FLOW") | 35 |
| 2.2.3 GASSIFICATORI A LETTO FLUIDO ("FLUIDISED BED") | 36 |
| 2.2.4 GASSIFICATORI A LETTO MOBILE ("MOVING BED") | 37 |
| 2.3 L'ELETTROLISI DELL'ACQUA | 39 |
| 3 ECONOMIA ALL'IDROGENO: LIMITI E PROSPETTIVE | 46 |
| 3.1 I VANTAGGI DI UN'ECONOMIA ALL'IDROGENO | 47 |
| 3.1.1 L'IDROGENO AL SERVIZIO DELLE UTENZE ISOLATE | 48 |
| 3.1.2 LE FINALITÀ DI RECUPERO ENERGETICO | 49 |
| 3.1.3 I VANTAGGI AMBIENTALI DELL'IDROGENO | 50 |
| 3.2 I COSTI ENERGETICI DELL'IDROGENO | 52 |
| 3.3 L'INTEGRAZIONE DELL'IDROGENO NEI SISTEMI ENERGETICI | 55 |
| 3.4 LO STOCCAGGIO E IL TRASPORTO DELL'IDROGENO | 57 |
| 3.4.1 L'ACCUMULO IN FORMA GASSOSA | 58 |
| 3.4.2 L'ACCUMULO IN FORMA LIQUIDA | 60 |
| 3.4.3 L'ACCUMULO MEDIANTE IDRURI METALLICI | 60 |
| 3.4.4 LE PROSPETTIVE DELLA RICERCA | 61 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 3.5 | <i>ODIERNE DIFFICOLTA' DI SCELTA</i> | 64 |
| 4 | <u>LA RADIAZIONE SOLARE</u> | 72 |
| 4.1 | <i>POTENZIALITA' DELL'ENERGIA SOLARE</i> | 73 |
| 4.2 | <i>CARATTERISTICHE DELLA RADIAZIONE SOLARE</i> | 80 |
| 4.3 | <i>CALCOLO PUNTUALE DELLA RADIAZIONE SOLARE</i> | 89 |
| 4.4 | <i>DISPONIBILITA' LOCALI DI RADIAZIONE SOLARE</i> | 98 |
| 4.5 | <i>IDROGENO E SOLE, UN BINOMIO POTENZIALMENTE VINCENTE</i> | 104 |
| 5 | <u>TERMOLISI DIRETTA DELL'ACQUA</u> | 107 |
| 5.1 | <i>CARATTERISTICHE GENERALI E SCHEMA DI PRINCIPIO DI UN IMPIANTO</i> | 107 |
| 5.2 | <i>CALCOLO DEL FABBISOGNO TERMICO E VALUTAZIONE DELL'EFFICIENZA</i> | 113 |
| 5.3 | <i>VALUTAZIONE DELL'EFFICIENZA: LA SUPERFICIE DI CAPTAZIONE</i> | 124 |
| 6 | <u>SCISSIONE TERMOCHIMICA DELL'ACQUA</u> | 127 |
| 6.1 | <i>PREMESSE E DEFINIZIONE DELLA SCISSIONE TERMOCHIMICA</i> | 127 |
| 6.2 | <i>IL CICLO DEGLI OSSIDI METALLICI E DELLE FERRITI MISTE</i> | 129 |
| 6.3 | <i>IL CICLO ZOLFO-IODIO</i> | 131 |
| 7 | <u>ELETTROLISI DA FONTE SOLARE</u> | 134 |
| 7.1 | <i>LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA</i> | 136 |
| 7.2 | <i>IL SOLARE A CONCENTRAZIONE</i> | 140 |
| 7.3 | <i>LE FINALITA' PRODUTTIVE DELL'ELETTROLISI DA FONTE SOLARE</i> | 145 |
| | LE UTENZE ISOLATE | 145 |
| | L'ACCUMULO DI ENERGIA SOLARE | 146 |
| | IL SOGNO DI UN AUTO AD EMISSIONI ZERO | 151 |
| 7.4 | <i>BINOMIO IDROGENO-SOLARE: LIMITI DI INTEGRAZIONE IN RETE</i> | 158 |
| | <u>CONCLUSIONI</u> | 170 |
| | <u>BIBLIOGRAFIA</u> | 176 |

CAPITOLO 1

L'IDROGENO

1.1 Le proprietà chimico-fisiche

1.2 Gli impieghi

1.3 Gli impieghi energetici

1.4 L'impatto ambientale

1 L'IDROGENO

Ne *“L'isola misteriosa”* di Jules Verne, l'ingegnere Cyrus Smith afferma: *“Sì, amici, io credo che l'acqua sarà un giorno impiegata come combustibile, che l'idrogeno e l'ossigeno di cui è costituita, utilizzati isolatamente o simultaneamente, offriranno una sorgente di calore e di luce inesauribili e di un'intensità che il carbon fossile non può dare. L'acqua è il carbone dell'avvenire”*. Il giorno tanto auspicato da Cyrus Smith non è ancora arrivato, ma soprattutto non arriverà mai! L'acqua non sarà mai il carbone dell'avvenire perché, pur preziosissima per la vita, nella catena energetica è ad un livello infimo. Non può liberare energia! Però può accettarla fino a liberare l'idrogeno e l'ossigeno da cui è costituita, offrendo al mondo la sorgente di calore e di luce tanto invocata. Il sogno di estrarre energia dall'acqua è svanito, ma rimane lui, l'idrogeno, un vettore energetico pulito e flessibile che:

- ✓ può essere prodotto da fonti fossili, da fonti rinnovabili o da fonte nucleare;
- ✓ può essere distribuito in rete abbastanza agevolmente compatibilmente con gli usi finali e con lo sviluppo delle tecnologie di trasporto e stoccaggio;
- ✓ può essere impiegato in diverse applicazioni con un impatto locale nullo o estremamente ridotto.

1.1 LE PROPRIETA' CHIMICO-FISICHE

L'idrogeno fu scoperto nel 1766 dal chimico britannico Henry Cavendish, come prodotto dell'azione dell'acido solforico sui metalli e come elemento costituente dell'acqua; nominato inizialmente “aria infiammabile” da Joseph Priestley, fu poi chiamato idrogeno dal chimico francese Antoine-Laurent Lavoisier”.

L'idrogeno atomico, simbolo H, è il primo elemento della tavola periodica; ha numero atomico 1 e massa atomica pari a 1,00794 unità di massa atomica. Dall'analisi degli spettri solari e stellari, risulta l'elemento più abbondante nell'universo. È presente in grandi quantità anche sulla Terra, in diversi composti: il più importante è l'acqua, H₂O, ma è anche parte essenziale di molte sostanze organiche, oltre ad essere presente in tutti gli idrocarburi e gli acidi.

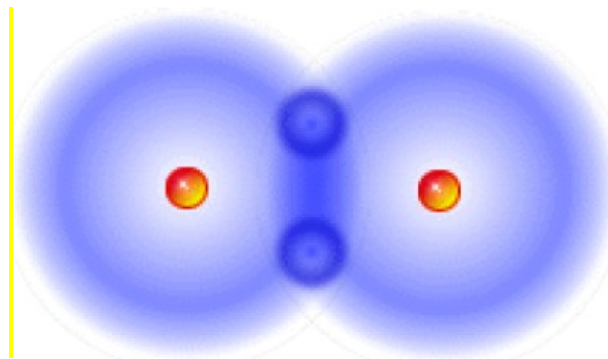


Figura 1.1– Molecola dell'idrogeno

Quando due atomi di idrogeno entrano in contatto formano una molecola biatomica, simbolo H₂, dando origine ad un gas incolore, inodore, insapore, insolubile in acqua, le cui principali proprietà fisiche sono riportate in tabella 1.1.

L'idrogeno molecolare è estremamente leggero: alla pressione di $1,013 \cdot 10^5$ Pa (1 atm) ed alla temperatura di 0°C , la densità dell'idrogeno molecolare è pari a $0,0899 \text{ kg/m}^3$ ovvero è circa 14,4 volte più leggero dell'aria. In virtù di questa estrema leggerezza, l'idrogeno molecolare è presente solo in ridottissime quantità nell'atmosfera: a causa di un bassissimo peso specifico, infatti, tende a salire rapidamente fino a sfuggire al campo gravitazionale terrestre disperdendosi nello spazio. Anche in fase liquida, l'idrogeno molecolare è molto leggero con una densità di $70,99 \text{ kg/m}^3$, estremamente bassa se si considera che in un 1 m^3 di acqua sono contenuti ben 111 kg di idrogeno atomico.

| PROPRIETA' | UNITA' DI MISURA | MISURA |
|--|--------------------------|-----------|
| Peso molecolare | Unità di massa atomica | 2,016 |
| R | J/kgK | 4124,5 |
| Densità gas ($T = 0^\circ\text{C}$, $p = 0.1013 \text{ MPa}$) | kg/m^3 (g/L) | 0,0899 |
| Densità liquido | kg/m^3 (g/L) | 70,99 |
| Temperatura di fusione | K | 14,01 |
| | $(^\circ\text{C})$ | (-259,14) |
| Temperatura di ebollizione | K | 20,28 |
| | $(^\circ\text{C})$ | (-252,87) |
| T_{critica} | K | 32,97 |
| | $(^\circ\text{C})$ | (-240,18) |
| p_{critica} | MPa | 1,29 |
| Temperatura di autoignizione | K | 858 |
| | $(^\circ\text{C})$ | (-585) |
| Limiti di infiammabilità (in aria) | % volumetrica | 4%-75% |
| Calore specifico ($T = 25^\circ\text{C}$) | $\text{kJ}/(\text{kgK})$ | 14304 |

Tabella 1.1: proprietà dell'idrogeno

1.2 GLI IMPIEGHI

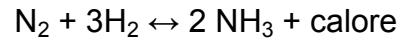
Probabilmente, nell'immaginario collettivo l'utilizzo più noto dell'idrogeno riguarda il riempimento di mongolfiere e dirigibili ovvero è riconducibile al ricordo dei primi dirigibili tedeschi, i mitici Zeppelin, saliti alla ribalta per memorabili crociere transoceaniche. In realtà, ai giorni nostri, per questa tipologia di applicazioni all'idrogeno viene spesso preferito l'elio che ha circa il 92% del suo potere ascensionale, ma, essendo un gas nobile (dunque, non infiammabile) fornisce maggiori garanzie in termini di sicurezza.

L'idrogeno è attualmente impiegato soprattutto in campo industriale come gas tecnico ovvero come materiale di processo. Ed, infatti, l'odierna produzione mondiale (circa 500 miliardi di Nm³ di idrogeno) è così utilizzata:

- ✓ 50% nella produzione di ammoniaca;
- ✓ 37% nell'industria della raffinazione;
- ✓ 8% nella produzione industriale di metanolo (CH₃OH);
- ✓ 4% in metallurgia, in particolare nella lavorazione di metalli preziosi;
- ✓ 1% in campo spaziale.

1.2.1 L'idrogeno nella produzione di ammoniaca

L'ammoniaca (NH₃) è un gas leggero (più dell'aria), incolore, utilizzato principalmente come costituente dei fertilizzanti azotati. Stabile a temperatura ambiente, l'NH₃ tende a dissociarsi in idrogeno ed azoto ad alta temperatura, secondo la seguente reazione di sintesi:



1.2.2 L'idrogeno nell'industria della raffinazione

In campo petrolifero, l'idrogeno è anzitutto utilizzato nell'idrogenazione degli idrocarburi pesanti per trasformarli in altri più leggeri di maggior pregio.

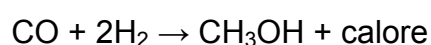
D'altronde, i prodotti della distillazione frazionata del petrolio sono spesso deprezzati dalla presenza di composti solforanti che sono maleodoranti, corrosivi ed, in taluni casi, anche nocivi per la salute umana. In questo caso, l'idrogeno è utilizzato per trasformare in acido solfidrico (H_2S), che può essere catturato più facilmente, eventuali impurità di origine solforosa.

1.2.3 L'idrogeno nella produzione di metanolo

Il metanolo (CH_3OH) è l'alcool più semplice esistente in natura. Chimicamente, infatti, deriva dal metano (CH_4) al quale è stato sostituito un atomo di idrogeno (H^+) con un gruppo ossidrilico (OH^-).

Il metanolo è un liquido incolore, volatile, infiammabile, inebriante, tossico, molto utilizzato in chimica industriale dove è impiegato soprattutto per produrre formaldeidi ed esteri; è, inoltre, utilizzato come solvente.

La reazione di sintesi del metanolo è la seguente:



La sintesi del metanolo è favorita dalla presenza di catalizzatori a base di ossidi di zinco che diventano attivi a temperature superiori ai 350°C. In particolare, il mantenimento di una temperatura di esercizio compresa tra i 370 ed i 410 °C risulta necessaria per evitare da un lato l'esaurirsi dell'attività catalitica, dall'altro l'insorgenza di reazioni secondarie; così pure, in funzione della taglia dell'impianto, è usuale operare con pressioni di esercizio comprese tra 250 e 400 atm (25 - 40 MPa).

1.2.4 L'idrogeno in metallurgia

In metallurgia, l'idrogeno viene adoperato per ritemperare e purificare i manufatti metallici. Terminata la lavorazione dei metalli, i singoli manufatti vengono sottoposti a cottura in ambiente saturo di idrogeno e gas inerti, ma privo di ossigeno. L'idrogeno si lega alle impurezze superficiali del metallo e l'elevata temperatura ne riordina la struttura cristallina; una volta terminata la cottura, l'atmosfera satura di idrogeno è eliminata in cappa ed è bruciata in camino insieme agli eventuali gas formati nel processo (metano, idruri volatili, acido solfidrico, ecc.).

Altro settore in cui viene largamente adoperato l'idrogeno è quello della lavorazione dei preziosi, in particolare, per la realizzazione delle saldature; grazie alla notevole temperatura raggiungibile con la fiamma dell'idrogeno, infatti, si riescono a realizzare saldature che non sporcano il metallo con deposizioni carboniose incombuste e che non comportano problemi di

inalazione agli operatori del settore (la combustione dell'idrogeno produce solo acqua).

1.2.5 L'idrogeno in campo spaziale

Nel settore spaziale, l'idrogeno è impiegato come combustibile di alimentazione dei razzi per i lanci aerospaziali. Inoltre, all'interno delle navicelle spaziali il sistema elettrico è alimentato da idrogeno che viene convertito in corrente elettrica secondo reazioni che hanno l'acqua come unico prodotto di scarto (e nessun'altra emissione); l'acqua ottenuta può essere successivamente utilizzata dagli astronauti per usi alimentari e sanitari.

1.3 GLI IMPIEGHI ENERGETICI

L'idrogeno è anche un combustibile, ma non può essere considerato una fonte energetica. Infatti, esiste in natura praticamente solo allo stato legato ovvero non è direttamente impiegabile per ottenere energia; diversamente da carbone, petrolio e gas naturale, per disporre di idrogeno molecolare, da impiegare a fini energetici, occorre spendere più energia di quanto sia possibile ottenerne da una successiva reazione di combustione. L'idrogeno, pertanto, è solo un vettore energetico, peraltro poco utilizzato per mancanza di una compiuta rete di distribuzione sul territorio, nonché per la scarsa diffusione di sistemi energetici alimentati ad idrogeno.

In ogni caso, l'idrogeno può essere utilizzato per produrre energia nei seguenti due modi:

- ✓ mediante combustione diretta (anche in aggiunta ad altri combustibili);
- ✓ attraverso ossidazione elettrochimica nelle celle a combustibile.

1.3.1 La combustione diretta

La reazione teorica di combustione dell'idrogeno molecolare è:



Se dalla ossidazione di 1 kmole di idrogeno molecolare si ottengono 285,83 MJ, è immediato dedurre che dalla combustione di 1 kg di idrogeno molecolare è possibile ricavare 141,8 MJ; d'altronde, ricordando che 1 kmole di idrogeno molecolare occupa $22,4 \text{ Nm}^3$ ¹, è ugualmente immediato che dalla combustione di 1 Nm^3 è possibile ricavare 12,8 MJ. E' interessante fare un confronto con il metano, CH₄: in questo caso si ottengono 55,5 MJ da 1 kg, 39,8 MJ da 1 Nm^3 . Ciò conferma l'affermazione secondo cui l'idrogeno è il combustibile con il più alto potere calorifico in peso, il più basso in volume.

Altre importanti proprietà del combustibile idrogeno, H₂, sono riportate in tabella 1.2.

¹ Per Nm^3 si intende il volume di 1 m^3 occupato alla temperatura di 0°C ed alla pressione di 1 atm (0,1013 MPa).

| PROPRIETA' | UNITA' DI MISURA | VALORE |
|---|------------------------|--------|
| PCS (in massa) | MJ/kg | 141,8 |
| | (kWh/kg) | 39,38 |
| PCS (in volume) (T=0°C, p=0,1013 MPa) | MJ/Nm ³ | 12,8 |
| | (kWh/Nm ³) | 3,54 |
| Rapporto stechiometrico (in aria) | | 2,38 |
| Rapporto stechiometrico (con O ₂) | | 0,5 |
| Temperatura adiabatica di fiamma | K | 2318 |
| Coefficiente di diffusione | cm ² /s | 0,61 |
| Produzione specifica di CO ₂ | g/kWh | 0 |
| Produzione specifica di H ₂ O | g/kWh | 227 |

Tabella 1.2: proprietà combusive di H₂

Un'ultima precisazione che si ritiene importante nelle considerazioni sull'utilizzo dell'idrogeno come combustibile è relativa al tema della sicurezza. Molto spesso, l'idrogeno viene ritenuto un combustibile pericoloso; nella realtà questo vettore è meno pericoloso di altri combustibili comunemente adoperati.

Grazie alla sua leggerezza, infatti, tende a risalire e disperdersi molto velocemente negli spazi aperti; al contrario combustibili come la benzina o il gasolio, più pesanti dell'aria, si allontanano molto più lentamente e costituiscono una fonte di pericolo più a lungo. In tal senso, si è calcolato mediante dati sperimentali, che l'incendio di una auto a benzina dura 20-30 minuti contro i 2 minuti stimati per un'auto ad idrogeno (Figura 1.2) con probabilità estremamente minori (anche grazie alla bassa radiazione termica delle fiamme da idrogeno) di incendiare gli oggetti circostanti. Le stesse emissioni di idrogeno (ad esempio per una perdita del serbatoio) non risultano corrosive né tossiche.



Figura 1.2: simulazione di incendio di un'auto a benzina ed una ad idrogeno

1.3.2 L'ossidazione nelle celle a combustibile

In alternativa alla combustione diretta, per produrre energia l'idrogeno può essere impiegato all'interno di celle a combustibile.

Le celle a combustibile sono sistemi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile (in genere idrogeno) direttamente in energia elettrica, senza l'intervento intermedio di un ciclo termico, ottenendo pertanto rendimenti di conversione più elevati rispetto a quelli delle macchine termiche convenzionali.

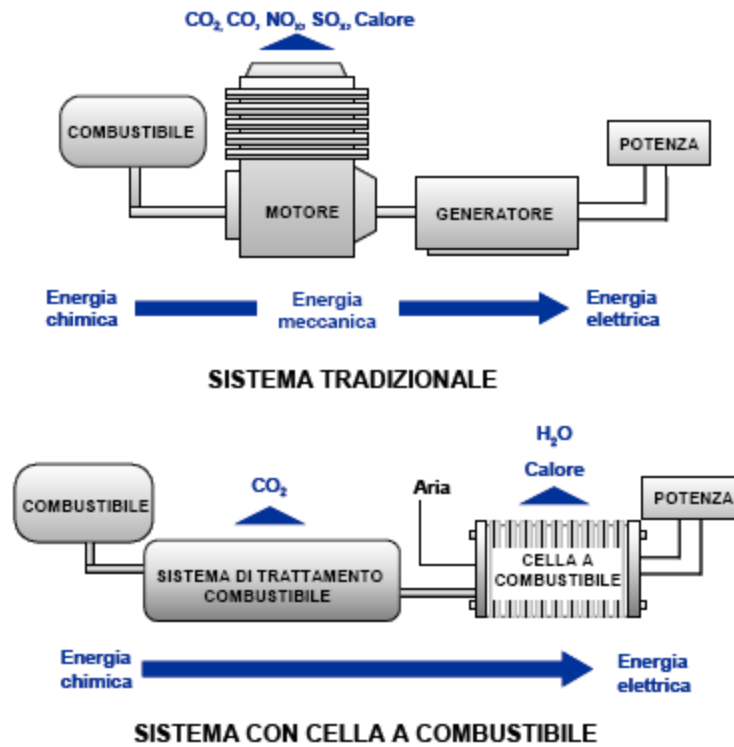


Figura 1.3

Una cella a combustibile funziona in modo analogo ad una batteria, in quanto produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico; tuttavia, a differenza di quest'ultima, consuma sostanze provenienti dall'esterno ed è quindi in grado di funzionare senza interruzioni, finché al sistema viene fornito combustibile (per esempio, idrogeno) ed ossidante (ossigeno o aria).

La cella è composta da due elettrodi in materiale poroso, separati da un elettrolita. Gli elettrodi fungono da siti catalitici per le reazioni di cella che consumano fondamentalmente idrogeno ed ossigeno, con produzione di acqua e passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno.

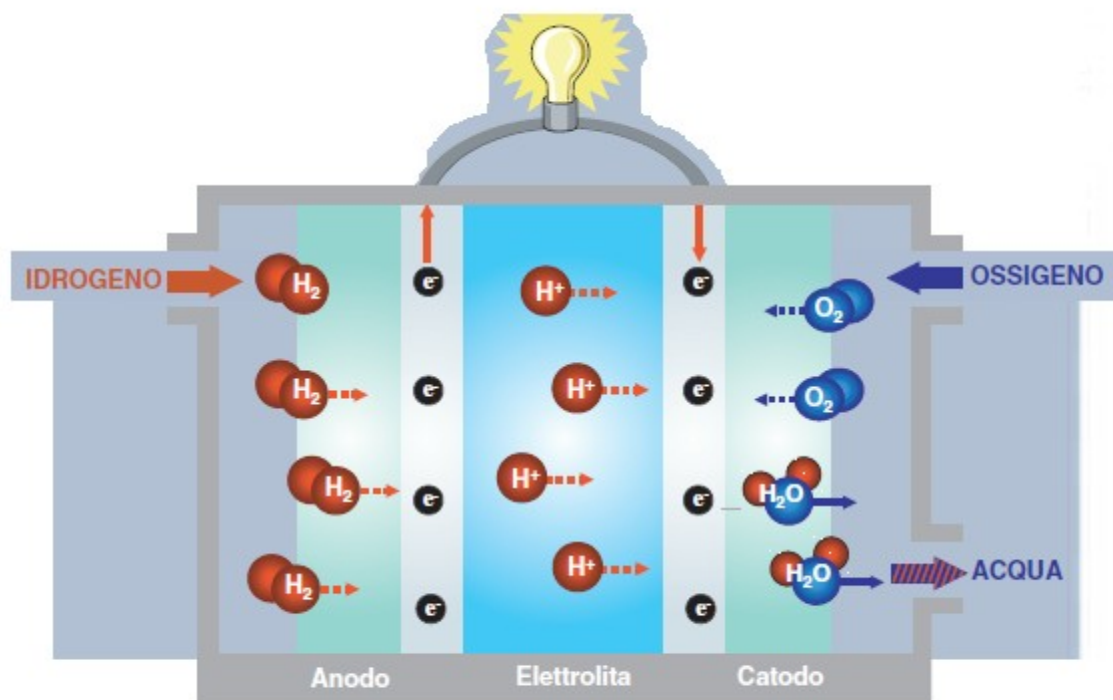


Figura 1.4

L'elettrolita ha la funzione di condurre gli ioni prodotti da una reazione e consumati dall'altra, chiudendo il circuito elettrico all'interno della cella. La trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore, che è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

Una singola cella produce normalmente una tensione di circa 0,7 V e correnti comprese tra 300 e 800 mA/cm², quindi per ottenere la potenza ed il voltaggio desiderato più celle sono disposte in serie, a mezzo di piatti bipolari, a formare il cosiddetto "stack". Gli stack a loro volta sono assemblati in moduli, per ottenere generatori della potenza richiesta.

Le celle a combustibile risultano particolarmente interessanti per la produzione di energia elettrica, presentando caratteristiche energetiche ed ambientali che

ne rendono potenzialmente vantaggiosa l'adozione. Sono infatti caratterizzate da:

- ✓ rendimento elettrico elevato, con valori che vanno dal 40-48% (riferito al potere calorico inferiore del combustibile) per gli impianti con celle a bassa temperatura, fino a raggiungere oltre il 60% per quelli con celle ad alta temperatura utilizzate in cicli combinati;
- ✓ possibilità di utilizzo di un ampia gamma di combustibili come metano, metanolo, gas naturale, gas di sintesi (prodotto da combustibili liquidi, gassificazione del carbone, biomasse);
- ✓ modularità, che permette di accrescere la potenza installata al crescere della domanda di energia elettrica, con notevoli risparmi sul piano economico e con tempi di costruzione che possono risultare notevolmente ridotti;
- ✓ flessibilità di impiego poiché l'efficienza è sostanzialmente indipendente dal carico istantaneo e dalla taglia dell'impianto;
- ✓ ridottissimo impatto ambientale, sia dal punto di vista delle emissioni gassose che di quelle acustiche, la qual cosa consente di collocare gli impianti anche in aree residenziali, rendendo il sistema particolarmente adatto alla produzione di energia elettrica distribuita;
- ✓ possibilità di cogenerazione, particolarmente nel caso di celle che operano ad alta temperatura.

Normalmente le celle vengono classificate sulla base dell'elettrolita utilizzato.

L'elettrolita determina o condiziona fortemente:

- ✓ il campo di temperatura operativo;
- ✓ il tipo di ioni e la direzione in cui diffondono attraverso la cella;
- ✓ la natura dei materiali costruttivi;
- ✓ la composizione dei gas reagenti;
- ✓ le modalità di smaltimento dei prodotti di reazione;
- ✓ le caratteristiche di resistenza meccanica e di utilizzo;
- ✓ la vita della cella.

Le celle a combustibile, convenzionalmente classificate in base al tipo di elettrolita, possono essere distinte in:

- ✓ polimeriche o PFCF (Polymer Electrolytic Fuel Cell);
- ✓ alcaline o AFC (Alkaline Fuel Cell);
- ✓ ad acido fosforico o PEFC (Phosphoric Acid Fuel Cell);
- ✓ a carbonati fusi o MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell),
- ✓ ad ossidi solidi (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)
- ✓ a metanolo diretto (Direct Methanol Fuel Cell, DMFC).

Il campo d'impiego di un tipo di FC è determinato dalle sue caratteristiche di funzionamento ed in particolare dalla temperatura di lavoro e dal tipo di combustibile utilizzato. In tabella 1.3 sono riportate, in forma schematica, le caratteristiche tecniche delle principali celle a combustibile.

| TIPI DI FC | ELETTROLITA (IONI SCAMBIATI) | TEMP. (°C) | CATALIZZATORI | COMBUSTIBILE | OSSIDANTE | EFFICIENZA ELETTRICA | STATUS |
|------------|---------------------------------------|---------------|------------------|-----------------------------------|--------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| PEFC | Membrana polimerica (H ⁺) | 70-100 | Pt | H ₂ , Gas riformati | O ₂ , aria | 40-60% | Sistemi 5-250kW |
| AFC | KOH (OH ⁻) | 60-120 | Pt/Pd, Ni | H ₂ puro | O ₂ , aria | 60% | Sistemi 5-80kW |
| PAFC | Acido Fosforico (H ⁺) | 160-200 | Pt | H ₂ , Gas riformati | O ₂ , aria | 40-50% | Impianti dimostrativi fino a 11 MW |
| MCFC | Carbonati Li e K (CO ²⁻) | 600-700 | Ni | H ₂ , Gas riformati | O ₂ , aria | 45-55% | Impianti dimostrativi fino a 2 MW |
| SOFC | Ossidi di zirconio (O ⁻) | 800-1000 | - | H ₂ , Gas riformati | O ₂ , aria | 45-60% | Sistemi 25 kW Impianto 100 kW |
| DMFC | Membrana polimerica (H ⁺) | 90-130 | Pt lega Pt-Ru | Metanolo | O ₂ , aria | 40-60% | Laboratorio |

Tabella 1.3: caratteristiche tecniche delle principali celle a combustibile

1.4 L'IMPATTO AMBIENTALE

L'idrogeno molecolare puro è un combustibile intrinsecamente pulito. Infatti, essendo completamente privo di carbonio, può essere bruciato senza produrre CO, CO₂, particolato e/o altri residui carboniosi; è facilmente infiammabile per cui sostanzialmente non produce incombusti ed in ogni caso, allorché la combustione non fosse completa, in ambiente sarebbe rilasciato solo idrogeno elementare o molecolare, completamente atossico; inoltre, trattandosi di un combustibile prodotto per via industriale, si può ritenere sostanzialmente privo di impurezze tipiche di altri combustibili fossili ovvero risultano praticamente nulle le emissioni di composti solforati e/o diossine. Di fatto, l'unica possibile emissione inquinante derivante da impieghi diretti dell'idrogeno sono gli NO_x termici che si generano bruciando in aria.

Tutto quanto detto nell'ambito della combustione diretta vale anche nel caso di consumo in celle a combustibile. Addirittura qui, usando l'aria come comburente, è praticamente assente la produzione di NO_x termici che sono legati alla persistenza dell'azoto molecolare a temperature ben superiori ai 1.000°C; condizione che nelle celle a combustibile non si raggiunge praticamente mai. Naturalmente, sia nella combustione diretta che nell'impiego in celle a combustibile, la valutazione corretta dell'impatto ambientale dell'idrogeno non può prescindere dalle emissioni inquinanti del processo di produzione. Pertanto, solo se è stato prodotto mediante fonti rinnovabili, l'idrogeno può essere considerato un combustibile pulito.

CAPITOLO 2

LA PRODUZIONE DI IDROGENO PER VIA TRADIZIONALE

2.1 Lo steam reforming del metano

**2.2 La gassificazione del carbone
e/o di residui carboniosi**

2.3 L'elettrolisi dell'acqua

2 PRODUZIONE DI IDROGENO PER VIA TRADIZIONALE

Oggi nel mondo sono prodotti circa 500 miliardi di Nm³ di H₂, ovvero circa 45 milioni di tonnellate. Poiché l'idrogeno non è disponibile "allo stato libero" in natura, se non in quantità molto ridotte, deve essere prodotto a partire da altri composti, con processi di produzione che richiedono energia.

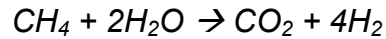
L'idrogeno prodotto nel mondo è attualmente generato impiegando energia chimica o elettrica. Più in particolare, il 96-97% dell'attuale produzione mondiale deriva dall'impiego di combustibili fossili (quindi mediante energia chimica) ed il restante 3-4% a spese di energia elettrica. Le tecniche di produzione più diffuse, sinteticamente descritte nei prossimi paragrafi sono:

1. steam reforming del metano;
2. gassificazione del carbone;
3. elettrolisi dell'acqua.

2.1 LO STEAM REFORMING DEL METANO

La produzione di idrogeno mediante uso di combustibili fossili può avvenire secondo differenti modalità. Il più economico ed utilizzato processo è, ad oggi, lo "steam reforming" del gas naturale (Steam Methane Reforming – SMR) grazie al quale viene prodotto circa il 50% dell'idrogeno generato nel mondo.

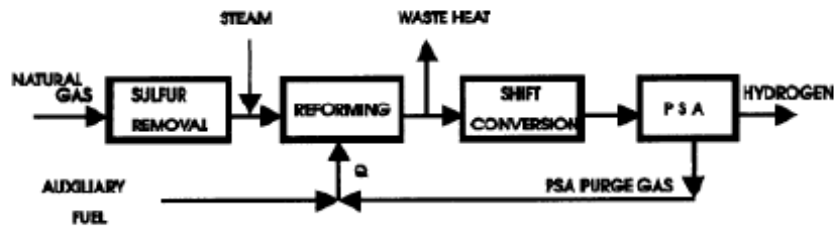
In un impianto di steam reforming del gas naturale l'obiettivo è avvicinarsi il più possibile alla realizzazione della seguente reazione:



Nel processo tradizionale, gli idrocarburi rappresentano contemporaneamente il materiale di processo e la fonte energetica. In questa configurazione, il rendimento di conversione è circa il 65%, mentre negli impianti che impiegano cascami termici di altra natura (per esempio cogenerativi) sono stati raggiunti rendimenti fino all'80%. Elevata efficienza di conversione, bassi costi (notevolmente inferiori a quelli dell'elettrolisi) e ridotto impatto ambientale, rendono lo SMR estremamente appetibile e per questo utilizzato. Il principale limite dello steam reforming è legato alla non rinnovabilità della materia prima; il metano, infatti, pur abbondante, è comunque un combustibile fossile potenzialmente destinato ad esaurirsi. Inoltre, c'è comunque una minima produzione di sostanze inquinanti, cosa che non avviene nel caso di elettrolisi con energia rinnovabile. In ultimo occorre anche considerare che il livello di purezza non è paragonabile a quello dell'elettrolisi: l'idrogeno prodotto mediante steam reforming contiene un certo tasso d'impurità che lo rende inadatto ad alcuni tipi di applicazioni.

2.1.1 Un tipico schema di impianto

Lo schema tipico di uno steam reforming tradizionale è riportato in figura 2.1.



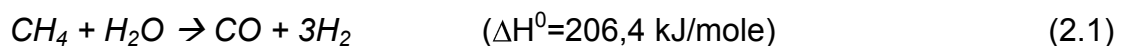
Schema riassuntivo del processo SMR (Roy S. e altri, 1998)

Figura 2.1

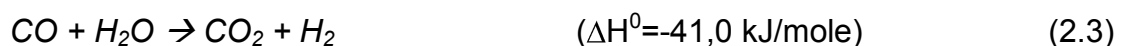
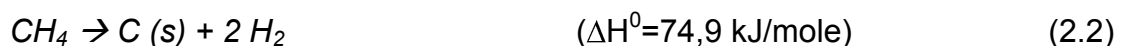
Il cuore dell'impianto è rappresentato dal reformer al cui interno prevalentemente avviene l'estrazione dell'idrogeno dal metano. Prima di poter accedere al reformer, però, il metano necessita di un trattamento preliminare di purificazione dallo zolfo, che diversamente tenderebbe a disattivare il catalizzatore contenuto nel reformer. A tal fine si procede preliminarmente ad un processo di idrogenizzazione finalizzato a trasformare in acido solfidrico (H_2S) lo zolfo eventualmente presente nel gas naturale. Quindi, l'acido solfidrico così formatosi viene rimosso per adsorbimento su letti di ossido di zinco ZnO (a $340-390\text{ }^\circ\text{C}$) disposto su due reattori in serie.

Successivamente, il gas naturale giunge al reformer dove avviene il maggior numero di trasformazioni.

La reazione principale di steam reforming del metano è:



Trattandosi di reazione fortemente esotermica, essa è favorita alle alte temperature. D'altronde, però, per una corretta analisi termodinamica è necessario considerare almeno altre due reazioni.



La (2.2) è ancora una reazione endotermica ovvero favorita alle alte temperature; diversamente, la (2.3) è debolmente esotermica ovvero è favorita a bassa temperatura. Nel complesso ad alta temperatura sono favorite sia la (2.1) che la (2.2); quest'ultima, però, è indesiderata perché non solo determina una minore produzione di idrogeno, ma anche perché genera residui carboniosi solidi. Non potendo intervenire sulle temperature, per privilegiare la (2.1) non rimane che utilizzare rapporti di alimentazione acqua/metano ben più elevati del valore stechiometrico.



Figura 2.2: Reformer di medie dimensioni alimentato da gas naturale

Negli impianti di steam reforming solitamente esistono due reattori. Nel primo si opera a temperatura più bassa per consentire che il calore possa inizialmente essere trasferito mediante scambio termico superficiale. Nel secondo, invece, si sale di temperatura (ben al disopra dei 1.000°C); iniettando ossigeno in opportuna quantità, infatti, si riescono ad incrementare i livelli termici a spese di

una combustione endogena che consuma parte dell'idrogeno generato nel primo reattore. Anche se può apparire strano che si bruci idrogeno per generare idrogeno, in realtà con questa tecnica si riesce a spostare a destra l'equilibrio della (2.1): il beneficio della maggiore conversione di CH_4 (diversamente, ci sarebbero significative percentuali di CH_4 in uscita dal processo) è più che sufficiente per compensare il consumo di idrogeno.

Successivamente, previa separazione della CO presente all'uscita dello steam reformer, è possibile aumentare la quantità di idrogeno prodotto favorendo la (2.3) ovvero operando a temperature considerevolmente più basse. In gergo tecnico, si dice che nel secondo reattore avviene la cosiddetta reazione di "*shift conversion*"; la (2.3) è anche chiamata reazione di "*shift*". Solitamente la reazione di "*shift*" avviene all'interno di reattori catalitici a due o più strati. In un primo strato, solitamente a base di ossidi di ferro e cromo, la reazione si sviluppa tra 350 e 450° C; negli strati successivi, si utilizza, invece, un catalizzatore a base di ossidi di rame e zinco, che consente di ridurre la temperatura di lavoro a circa 250-300°C, ma non può essere usato in presenza di impurezze (particolarmente di tipo solforoso). Il raffreddamento intermedio tra il primo ed il secondo strato si ottiene temprando con acqua; in tal modo si apporta un eccesso di reagente che favorisce ulteriormente la conversione del monossido di carbonio. In generale, due strati sono sufficienti ad ottenere un elevato grado di conversione del monossido di carbonio.

I catalizzatori, i bruciatori e le geometrie, in genere sottoposti a brevetti, costituiscono gli elementi chiave di un reformer. Le geometrie dei bruciatori e dei tubi contenenti i catalizzatori, insieme ad un controllo delle portate dei

reagenti, sono importanti al fine di garantire un corretto afflusso termico in grado di mantenere la temperatura di esercizio costante.

Generalmente, viene usato come catalizzatore l'ossido di nichel, NiO (12-20% Ni), distribuito su un materiale refrattario, tipicamente allumina. Inoltre, sono solitamente presenti anche altri metalli che inibiscono fortemente le reazioni di disattivazione del catalizzatore per deposizione di carbonio (si parla anche di "avvelenamento" del catalizzatore). La vita massima di un catalizzatore è di circa cinque anni di utilizzo continuativo (quindi, meno di 50.000 h).

La miscela in uscita dal reattore al cui interno avviene la reazione di shift è un gas di sintesi (anche noto come syngas) costituito prevalentemente da H₂ e CO₂. Per poter ottenere idrogeno puro questo gas di sintesi deve essere avviato ad un successivo trattamento chimico mediante adsorbimento chimico, anche noto come PSA (Pressure Swing Adsorption). Il cuore di questo processo è costituito da un materiale a base di zeolite che, mediante assorbimento fisico grazie ad una struttura cristallina con ampia superficie, è in grado di trattenere selettivamente le molecole di gas presenti nella miscela gassosa uscente dai reattori di steam reforming.

Il sottoprodotto del PSA è una miscela gassosa tipicamente costituita da H₂ (30-50%), CO₂ (30-60%), CO (15-25%) e CH₄ (15-25%) quindi dotata ancora di tenore combustibile residuo. Pertanto, può essere utilizzata come gas composto dal 30-50% all'interno dei bruciatori del reformer per sostenere la reazione endotermica principale, contribuendo a migliorare l'efficienza complessiva del processo.

2.2 LA GASSIFICAZIONE DEL CARBONE E/O DI RESIDUI CARBONIOSI

La gassificazione del carbone (o anche di residui carboniosi) è un processo che porta alla formazione di una miscela gassosa, prevalentemente costituita da idrogeno molecolare, H_2 , ed anidride carbonica, CO_2 . Il prodotto della gassificazione, infatti, deriva dalla reazione, a temperatura sufficientemente elevata, di carbone (o anche di combustibili solidi e liquidi ad alto tenore di carbonio) con aria oppure ossigeno oppure vapore o anche con una miscela di essi.

In ogni caso, la gassificazione è una delle più vecchie tecniche di utilizzo del carbone e continua a svolgere un importante ruolo nella produzione di energia e/o idrogeno grazie all'abbondanza e all'economicità del carbone.

2.2.1 Un tipico schema di impianto

Lo schema di un tipico processo di gassificazione è riportato in figura 2.3.

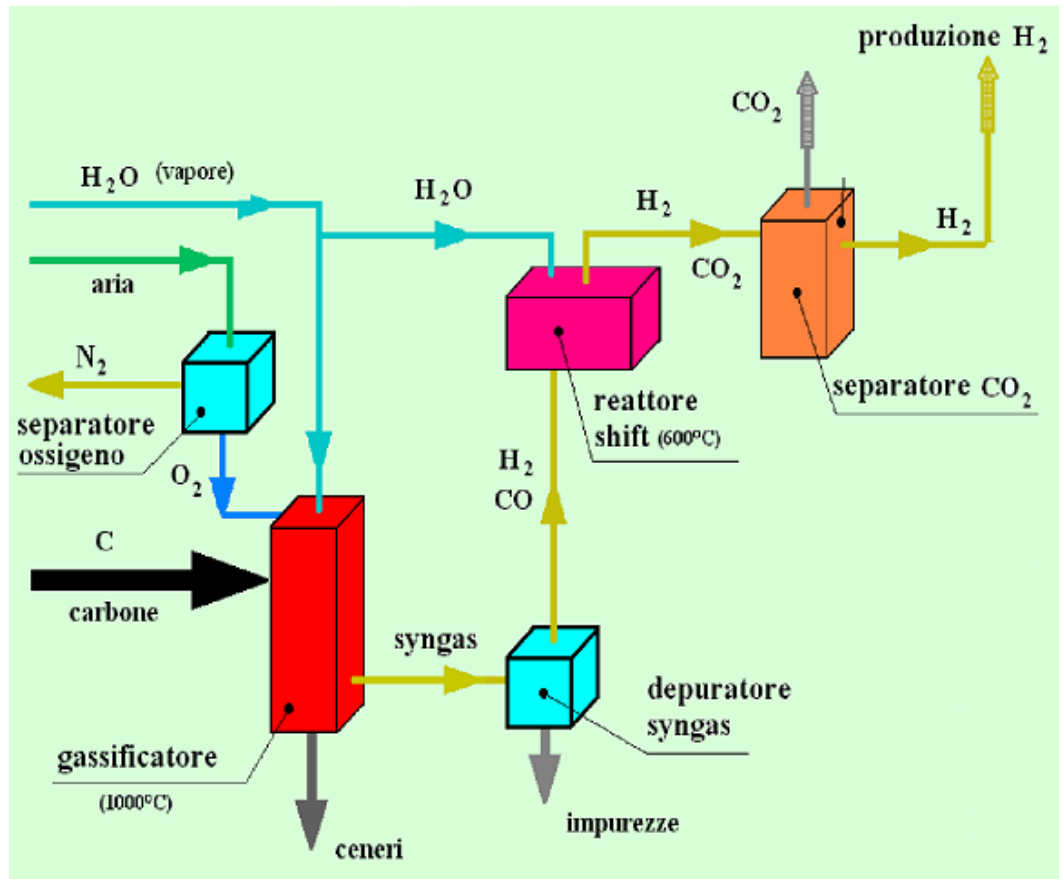
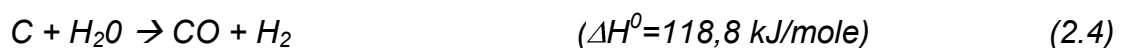


Figura 2.3: schema di un tipico processo di gassificazione

Il carbone viene inviato in un recipiente in pressione (gassificatore) unitamente ad una quantità opportunamente dosata di ossigeno e di vapore (in alcuni casi anche acqua liquida).

All'interno del gassificatore si svolge la reazione principale di:



La (2.4) è una reazione endotermica: dunque, è favorita alle alte temperature, ma soprattutto necessita di energia per procedere. Per tal motivo, una parte del carbone viene ossidato usando come comburente ossigeno, O_2 , in opportuna quantità secondo la reazione:

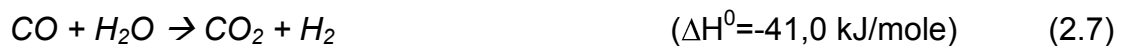


D'altronde, per una corretta analisi termodinamica è necessario considerare che la combustione avviene in difetto di ossigeno e, pertanto, è inevitabile che una parte di carbone si ricombini con l'anidride carbonica per generare monossido di carbonio.



La (2.6) è una reazione sgradita perché sottrae calore, riduce la temperatura nel gassificatore e rallenta l'intero processo di gassificazione del carbone. Nei fatti, per effetto della (2.6) non si riesce ad operare un'ossidazione completa del carbone interessato dalla combustione.

Dopo un'opportuna operazione di pulizia volta a rimuovere residui carboniosi, particolato, composti solforati ed altri eventuali agenti inquinanti, il syngas viene inviato ad un reattore di "shift"², dove un nuovo apporto di vapore provoca la conversione del CO in CO₂ ed un ulteriore arricchimento del gas in idrogeno.



Quindi, il syngas viene quindi inviato al separatore dell'anidride carbonica, CO₂, da cui sostanzialmente esce un prodotto costituito idrogeno molecolare, H₂, con piccole tracce di monossido di carbonio, CO, ed anidride carbonica, CO₂.

Entrando più nello specifico di un impianto di gassificazione, è subito evidente che il componente più importante è il gassificatore. I reattori di gassificazione, meglio descritti nei prossimi paragrafi possono essere "a letto trascinato", "a letto fluido", "a letto mobile".

² Già descritto al paragrafo 2.1.1 relativo allo steam reforming del metano

2.2.2 Gassificatori a letto trascinato (“entrained flow”)

In questo tipo di gassificatore, che ad oggi è quello più comunemente utilizzato con diversi tipi di tecnologie (BBP, Hitachi, Prenflo, SCGP, E-Gas e Texaco), le particelle di carbone polverizzato ed il flusso di gas si muovono nello stesso senso e ad alta velocità, alla temperatura di circa 1250 °C. A causa del basso tempo di residenza all'interno del reattore, la carica per assicurare un adeguato rapporto di conversione del carbonio, deve essere finemente polverizzata.

I gassificatori del tipo entrained-flow possono essere alimentati sia con liquidi, che con solidi; è comunque preferito un carbone con un alto indice di legnosità in quanto favorisce la produzione di materiale bituminoso con alta concentrazione. Va comunque specificato che ogni tecnologia richiede diverse proprietà caratteristiche del carbone:

- ✓ è necessario un contenuto minimo di ceneri per i reattori le cui pareti devono essere rivestite di scorie, ottenute appunto dalla fusione delle ceneri stesse, per minimizzare le perdite di calore con l'esterno; il massimo contenuto di ceneri è fissato per ogni tipo di gassificatore, in dipendenza sia di fattori tecnici che economici (normative sulle emissioni e disposizione o meno di filtri a valle);
- ✓ i reattori costruiti di materiale refrattario risentono anche della presenza di alcuni componenti nel carbone (SiO, CaO, ossidi di ferro) che, penetrando all'interno della struttura, potrebbero causare crepe o fessurazioni;
- ✓ la temperatura di fusione delle ceneri (Ash Fusion Temperature,

AFT) e la viscosità di temperatura critica (TCV) ottimali, per evitare problemi di intasamento dei sistemi di scarico, dipendono dalla temperatura di processo e variano da un gassificatore all'altro. In linea di principio, l'AFT del carbone dovrebbe essere al di sotto della temperatura operativa, mentre la TCV dovrebbe corrispondere approssimativamente alla temperatura minima di lavoro; la TCV inoltre è fortemente dipendente dalla composizione delle scorie (SiO_2 , Al_2O_3).

✓ La tolleranza dei gassificatori entrained-flow ai solfuri ed alogeni dipende dalla composizione e dalla resistenza alla corrosione dei materiali impiegati nei sistemi di raffreddamento e di gas cleaning, ma anche dalle temperature operative e dalla capacità dei sistemi di rimozione delle impurità, a valle del gassificatore (www.iea-coal.org.uk).

2.2.3 Gassificatori a letto fluido (“fluidised bed”)

In questo tipo di reattore, alcune particelle di carbone sono sospese nel flusso di gas mentre altre tornano indietro nella parte più densa del letto, e subiscono la gassificazione, alla temperatura di circa 1000°C.

Vi sono diversi tipi di processi di gassificazione con questo tipo di reattore (BHEL, HTW, IDGCC, KRW, Transport Reactor, ABGC), che operano solamente con combustibili solidi sminuzzati, ad eccezione del Transport Reactor, che può funzionare anche con combustibili liquidi.

A causa delle basse temperature operative, vengono utilizzati prevalentemente carboni altamente reattivi, quali la lignite ed il Brown-coal. I gassificatori del tipo

fluidized—bed che operano con ceneri fluide possono essere alimentati con un numero maggiore di tipi di carbone rispetto a quelli con sistema a ceneri secche. E' proprio la diversa tipologia di funzionamento, a ceneri secche o fluide, che crea le maggiori differenze nel tipo di carbone di alimentazione:

- ✓ per evitare l'agglomerazione delle ceneri che causano una disuguale fluidificazione nei gassificatori a ceneri secche, è necessario alimentarli con carboni con AFT almeno superiore a quella operativa; sono inoltre preferiti, sempre per questo motivo, carboni con basso indice di rigonfiamento;
- ✓ i gassificatori a letto fluido sono molto tolleranti ai carboni con alto contenuto di solfuri, in quanto questi possono essere quasi totalmente (circa il 90%) trattenuti nel letto, attraverso l'uso di materiali assorbenti.

2.2.4 Gassificatori a letto mobile (“moving bed”)

Nei reattori di questo tipo, il flusso di gas risale lentamente attraverso il letto di carbone che costituisce la carica. Vi sono tre tecnologie che adottano il moving bed (BGL, BHEL, Lurgi); di questi il BGL può operare con combustibile sia liquido che solido, mentre il BHEL ed il Lurgi , detti “a ceneri secche”, sono alimentabili solo con carbone solido. Per questi ultimi è preferibile operare con carboni abbastanza reattivi, quali la lignite, a causa delle basse temperature di processo (ca. 1000°C), molto inferiore rispetto a quella del BGL.

La caratteristica più importante richiesta ad un reattore moving bed è l'alta permeabilità del letto, che consente di evitare cadute di pressione ed il fenomeno del channeling (incanalamento delle sostanze reagenti attraverso il materiale costituente il letto del gassificatore in maniera inerte, cioè senza che vi siano reazioni durante questo passaggio), che potrebbero provocare una instabilità del profilo di temperatura e di composizione del gas prodotto, nonché aumentare il rischio di violente esplosioni all'interno del reattore stesso.

La tolleranza dei diversi gassificatori moving bed alle polveri va dal 5% del Lurgi al 50% del BGL.

| | | Tipo di Gassificatore | | |
|--|-------------------------------|-----------------------|-----------------|--------------------|
| | | Leuna | Thyssen-Galocsy | Lurgi |
| Combustibile | Tipo | Coke metallurgico | Coke | Carbone bituminoso |
| | Dimensioni (mm) | Maggiore di 38 | 63x38 | 7-20 o 20-60 |
| | Umidità (% in peso) | 1,8 | 5,0 | 9,7 |
| | Ceneri (% in peso) | 9,1 | 8,5 | 26,4 |
| | Temp.Fus.Ceneri(°C) | - | 1300 | - |
| | Portata (kg/h) | - | 1630 | - |
| Comp. del gas (volume %) | CO ₂ | 6,8 | 2,8 | 0,8 |
| | O ₂ | - | 0,1 | - |
| | CO | 61,4 | 70,4 | 31,5 |
| | H ₂ | 31,0 | 23,1 | 53,3 |
| | CH ₄ | - | 0,2 | 13,4 |
| | N ₂ | 0,8 | 3,4 | 0,8 |
| | C _n H _m | - | - | 0,2 |
| Potere cal. sup. (kcal/Nm ³) | | 2840 | 2850 | 4000 |

Tabella 2.1: Proprietà dei prodotti della gassificazione del carbone

2.3 L'ELETTROLISI DELL'ACQUA

L'elettrolisi dell'acqua è un processo elettrolitico nel quale il passaggio di corrente elettrica causa la decomposizione dell'acqua in ossigeno ed idrogeno gassosi.

La cella elettrolitica è in genere composta da due elettrodi di un metallo inerte immersi in una soluzione elettrolitica e connessi ad una sorgente di corrente.

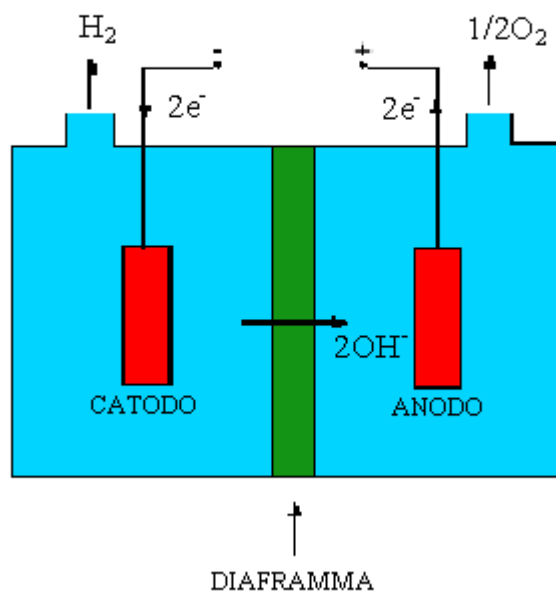
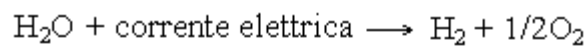
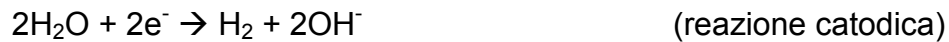


Figura 2.4: Schema dell'elettrolisi dell'acqua

La corrente elettrica dissocia la molecola d'acqua negli ioni H⁺ e OH⁻. Sotto l'effetto del campo elettrico esterno, gli ioni H⁺ tenderanno ad accumularsi presso l'elettrodo negativo, il catodo, gli ioni OH⁻ presso l'elettrodo positivo, l'anodo.

L'eccesso di cariche positive in prossimità del catodo è eliminato da una reazione di semireazione di riduzione.



Uguualmente l'eccesso di cariche negative in prossimità dell'anodo è eliminato da una semireazione di ossidazione.



In definitiva, sotto l'effetto del campo elettrico avviene la seguente reazione di ossido-riduzione:



L'energia elettrica necessaria per la dissociazione elettrolitica dipende dalle prestazioni dell'elettrolizzatore; mediamente, per produrre 1 kg di H_2 occorrono circa 180 MJ ovvero 50 kWh.

Nonostante sia la tecnologia più conosciuta, attualmente, solo il 4% dell'idrogeno prodotto a livello mondiale viene ottenuto grazie alla reazione di elettrolisi e solo per soddisfare richieste limitate di idrogeno estremamente puro, a causa dei costi, ancora troppo elevati, conseguenti al grande dispendio energetico. Inoltre, quanto più velocemente avviene la generazione dell'idrogeno, tanto maggiore è la potenza richiesta per chilogrammo prodotto. Così gli elettrolizzatori risultano molto più efficienti quando operano a bassa densità di corrente e, quindi, a bassi tassi di produzione. Attualmente si tende ad operare con voltaggi intorno a 1.85÷2.05V e valori di densità di corrente di 2000 A/m², con rendimenti intorno al 72÷80%. Per aumentare il rendimento e diminuire i costi, è allo studio l'applicazione dell'elettrolisi con vapore ad alta temperatura (900-1000°C); l'incremento di temperatura del sistema,

accelerando le reazioni, riduce le perdite d'energia dovute alla polarizzazione degli elettrodi ed accresce l'efficienza complessiva.

Il dispositivo a cui è demandato il compito di realizzare il processo di elettrolisi, prende il nome di elettrolizzatore.

Le prestazioni dell'elettrolizzatore, cui abbiamo già accennato nel precedente paragrafo, dipendono dall'energia elettrica necessaria per produrre la quantità di idrogeno desiderata ma anche dal suo livello di sicurezza. La percentuale di miscela idrogeno-ossigeno che non è possibile separare, infatti, è altamente esplosiva e brucia ad una velocità di mille volte superiore a quella caratteristica di idrocarburi volatili di origine petrolifera: una semplice scintilla è in grado di provocare danni gravissimi (basti pensare che l'accensione di una quantità di idrogeno ed ossigeno, miscelate in proporzioni stechiometriche, pari ad una tazza è in grado di innescare una vibrazione sonora così violenta da poter provocare danni permanenti all'orecchio umano).

Gli elettrolizzatori comunemente adoperati sono di tre tipi:

- ✓ a singola cella con tensione di 12 V (tipologia costruttiva più semplice);
- ✓ a celle multiple collegate in serie e con tensione complessiva di 12 V;
- ✓ a cella multipla collegate in serie e con tensione complessiva maggiore di 12 V.

La portata in uscita da un elettrolizzatore dipende da molteplici fattori, di seguito elencati.

1. Tipologia di elettrolita.

L'acqua pura non è un buon conduttore di corrente e, pertanto, genera portate di idrogeno in uscita piuttosto basse. Per questo motivo, in genere, nella preparazione dell'elettrolita si aggiunge all'acqua distillata un sale che incrementa il tasso di generazione; la scelta del sale va effettuata con attenzione, in maniera tale da non scegliere sostanze troppo corrosive. Solitamente si utilizzano idrossido di sodio (NaOH) e idrossido di potassio (KOH). Anche la concentrazione del sale va valutata opportunamente; infatti, fino a concentrazioni in peso del 28% si può osservare un aumento del passaggio di corrente, e quindi una crescita della produzione di idrogeno, oltre tale valore il fenomeno si inverte e si registra un peggioramento dell'efficienza della cella. In ogni caso, si dovrà anche tener conto della riduzione di parte dell'elettrolita (che si consuma trasformandosi in idrogeno ed ossigeno) durante la produzione e quindi dell'eventuale necessità di rigenerazione periodica. L'elettrolita, infine, va tenuto a minor contatto possibile con l'aria per ridurre al minimo l'assorbimento di composti carboniosi (per esempio l'anidride carbonica) dall'atmosfera e il conseguente avvelenamento del catalizzatore (che comporta una riduzione dell'efficienza del processo elettrolitico).

2. Distanza tra gli elettrodi.

Lo spazio tra due elettrodi va opportunamente scelto tenendo conto che, da un lato, la vicinanza degli elettrodi accelera il processo di dissociazione dell'elettrolita ma, dall'altro, non si può andare al di sotto di certi limiti, oltre i quali verrebbe ostacolata la fuoriuscita delle bolle di

idrogeno ed ossigeno dalla cella con rischio di possibili fenomeni esplosivi. Solitamente gli elettrodi sono distanziati di 3-5 mm.

3. Estensione degli elettrodi.

La generazione di idrogeno aumenta al crescere della superficie dell'elettrodo.

4. Intensità della corrente che fluisce nella cella.

L'intensità di corrente, uno dei parametri più difficili da controllare, dipende dalla tensione applicata ai capi della cella e dalla concentrazione di sale nell'elettrolita. Fino a valori di 1.24 V, la produzione di idrogeno cresce all'aumentare del voltaggio; oltre tale valore, buona parte della potenza elettrica somministrata viene dissipata come calore per effetto Joule e il tasso di produzione tende a diminuire. Per questo motivo, volendo lavorare con valori di tensione maggiori, conviene utilizzare più celle collegate in serie così da applicare ai capi di ogni cella una tensione sufficientemente vicina al valore di 1,24 V (ad esempio, volendo applicare ai capi di un elettrolizzatore una tensione di 12 V, è preferibile utilizzare almeno 6 celle collegate in serie con un valore di tensione, per singola cella, di massimo 2 V).

5. Temperatura dell'elettrolita.

Al crescere della temperatura aumenta la corrente che attraversa la cella ovvero diminuisce la resistenza opposta al passaggio di corrente. In fase di avviamento della produzione, con il passare del tempo per effetto joule aumenta la temperatura dell'elettrolita e, quindi, la cella è attraversata da

un'intensità di corrente crescente: in avviamento, dunque, il sistema tende a divenire instabile perché aumentando le dissipazioni ohmiche cresce la temperatura ed il sistema può andare incontro ad un crash termico. D'altronde, il problema è anche complicato dal fatto che con il passare del tempo cresce la concentrazione di sale in seno all'elettrolita essendo quest'ultimo soggetto a consumo. Si può dimensionare la cella cosicché la massima produzione di idrogeno si abbia solo a regime ovvero in condizioni di temperatura stabilizzate oppure, mediante un circuito elettronico esterno, controllare la cella anche in tensione. In entrambi i casi, si riduce l'efficienza della cella: nel primo caso, perché in condizioni di transitorio la cella lavora lontano dalle condizioni nominali ovvero è attraversata da una quantità di corrente più bassa di quella ottimale; nell'altro caso perché parte della potenza elettrica disponibile è assorbita dall'elettronica di controllo.

6. Quantità di bolle di gas che si staccano dall'elettrodo.

Questo parametro varia in funzione del metodo utilizzato per allontanare le bolle (magneti, pompaggio continuo dell'elettrolita sugli elettrodi, vibrazione gli elettrodi...).

CAPITOLO 3

ECONOMIA ALL'IDROGENO: LIMITI E PROSPETTIVE

**3.1 I vantaggi di un'economia
all'idrogeno**

3.2 I costi energetici dell'idrogeno

**3.3 L'integrazione dell'idrogeno
nei sistemi energetici**

3.4 Lo stoccaggio dell'idrogeno

3.5 Odierna difficoltà di scelta

3 ECONOMIA ALL'IDROGENO: LIMITI E PROSPETTIVE

Oggi si sente spesso parlare di “economia all'idrogeno”, intendendo, generalmente, con tale termine l'ipotesi di un nuovo modello di sviluppo incentrato su un uso massiccio dell'idrogeno per scopi energetici.

Ma al di là di facili entusiasmi e credulonerie, cosa c'è di vero in questa affermazione? E' bene precisare che “l'economia all'idrogeno” tanto incensata in un libro di recente successo del sociologo statunitense Jeremy Rifkin è ben lontana dal divenire realtà. Rifkin non è un tecnico, bensì un sociologo e tutto il libro è permeato del background culturale dell'autore. Nel libro, infatti, è presentata ed esposta una gran miriade di dati tecnici tratti dalle fonti più disparate e, dunque, di ognuno non sono sempre ben chiari limiti di applicazione ed ipotesi. Ciò nonostante, l'ipotesi di Rifkin è per lo meno meritoria di rispetto perché, pur molto futuribile, ha il merito di lanciare spunti di riflessione interessanti che non possono essere sicuramente ignorati in sede di pianificazione ed elaborazione di nuovi modelli di sviluppo economico e sociologico più democratici e rispettosi dell'ambiente.

3.1 I VANTAGGI DI UN'ECONOMIA ALL'IDROGENO

Attualmente, nel mondo si producono circa 45 milioni di tonnellate di idrogeno. Assunto un potere calorifico di 141,8 MJ/kg per l'idrogeno e di 41,8 MJ/kg per il petrolio, è facile verificare che l'attuale produzione mondiale di idrogeno equivale, in termini energetici, a circa 150 Mtep. D'altronde, secondo British Petroleum, nel 2008 nel mondo sono state consumati 11.294,9 Mtep di energia primaria, di cui 3.927,9 Mtep da fonte petrolifera e 2.726,1 da gas naturale. Ciò significa che l'attuale produzione mondiale di idrogeno vale in termini energetici poco più dell'1% del fabbisogno mondiale di energia primaria nel 2008, meno del 4% e del 6% rispettivamente dei consumi mondiali di petrolio e di gas naturale. Conseguentemente, è già possibile concludere che un'eventuale economia all'idrogeno non può sicuramente affermarsi in tempi brevi. Infatti, affinché gli impieghi energetici dell'idrogeno possano soddisfare almeno un 10% dell'attuale fabbisogno di energia primaria, sarebbe necessario che l'attuale produzione mondiale di idrogeno registrasse un salto dimensionale di almeno un ordine di grandezza. Poiché non è immediato decuplicare la produzione mondiale di idrogeno, è chiaro che l'ipotesi tanto cara a Rifkin non potrà certo essere realizzata nel breve-medio periodo.

In generale, l'integrazione dell'idrogeno nei sistemi energetici è interessante per:

- ✓ servire le utenze isolate
- ✓ recuperare energia altrimenti dispersa;
- ✓ contenere l'inquinamento locale nei centri densamente abitati.

La prima finalità ha già valenze applicative perché consente di risolvere il problema dell'autonomia energetica delle utenze isolate.

La seconda finalità è tecnicamente possibile laddove sia rivolta all'ottimizzazione dei sistemi di generazione distribuita, ma è solitamente poco competitiva dal punto di vista economico.

L'ultima finalità, infine, può essere inquadrata solo in un'ottica di lungo periodo perché necessita di massicci investimenti infrastrutturali.

3.1.1 L'idrogeno al servizio delle utenze isolate

Nei luoghi non serviti da reti di distribuzione territoriale di altro genere, l'idrogeno consente di raggiungere l'autonomia energetica con un'affidabilità senza pari. Pensiamo, per esempio, ad una baita di montagna non servita dalla rete elettrica, non metanizzata ed impossibilitata ad essere raggiunta da autocisterne per il trasporto di GPL; in questa ipotesi non è possibile ricorrere ad un gruppo elettrogeno. Ovviamente, tutto l'input energetico non può che provenire da fonte rinnovabile. Nel caso in questione, ipotizziamo che la baita abbia integrato nel tetto un impianto fotovoltaico.

Con la configurazione di impianto riportata in figura 3.1, il problema dell'autonomia energetica è completamente superabile a patto che il serbatoio sia opportunamente dimensionato e che le utenze termiche possano impiegare idrogeno.

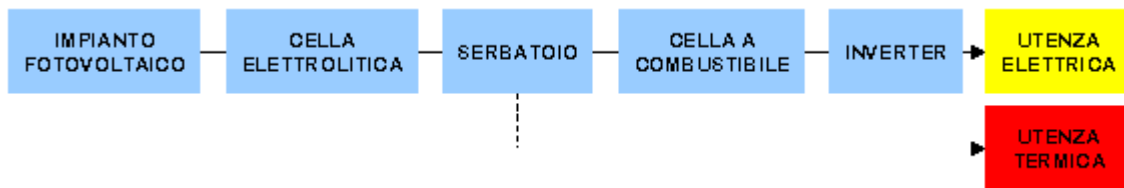


Figura 3.1: Possibile configurazione di impianto di un'utenza isolata

Nell'impianto sopra descritto (che peraltro può essere ulteriormente integrato con pannelli solari termici) il ruolo dell'**idrogeno** è fondamentale in quanto funge da **sistema di accumulo a medio termine** ovvero consente di poter superare anche fasi di perdurante assenza del Sole. In nessun altro modo sarebbe possibile l'accumulo a tempo indeterminato su piccola scala: infatti, l'accumulo elettrico mediante batterie è limitato nel tempo e comporta la necessità di procedere alla periodica sostituzione degli accumulatori elettrici.

3.1.2 Le finalità di recupero energetico

L'idrogeno non è una fonte energetica e la sua integrazione nella generazione di potenza in linea di massima non determina benefici di tipo energetico. Nel momento in cui l'idrogeno dovesse consentire di immagazzinare energia altrimenti dispersa, si determinerebbe un evidente recupero energetico ed, in questo caso, l'idrogeno potrebbe essere considerato anche una fonte energetica.

Invero, si tratta di uno scenario piuttosto remoto che, però, potrebbe divenire realistico nel momento in cui la ricerca tecnico-scientifica dovesse rendere disponibile una valida tecnologia per produrre convenientemente idrogeno

attraverso fonti non regolabili (come l'energia solare) o non facilmente accumulabili (come l'energia termica).

3.1.3 I vantaggi ambientali dell'idrogeno

L'integrazione dell'idrogeno nei sistemi energetici di città e zone ad elevata densità abitativa è sicuramente auspicabile per ragioni ambientali. **L'idrogeno non è necessariamente un vettore energetico pulito perché il suo impatto ambientale dipende dalla fonte energetica impiegata per la produzione.** In ogni caso, però, l'idrogeno **consente di trasportare l'inquinamento lontano dai centri di consumo**; infatti, tutte le emissioni inquinanti (a meno di eventuali NO_x termici), sono generate all'atto della produzione; diversamente, ogni altro combustibile genera il grosso dell'inquinamento all'atto dell'impiego. Così laddove esiste una domanda di energia fortemente concentrata nello spazio, come nelle città, impiegando combustibili tradizionali è necessario dover convivere con forti concentrazioni di agenti inquinanti; diversamente, con l'idrogeno è possibile consumare energia, anche in quantità rilevanti, con un impatto ambientale risibile nei luoghi di consumo.

D'altronde, la produzione centralizzata di idrogeno teoricamente consente di generare energia con minore impatto ambientale perché operando su larga scala è possibile adottare accorgimenti non proponibili procedendo nell'ambito di una produzione distribuita.

Per capire meglio quanto affermato si pensi al problema del particolato solido che rappresenta una grave minaccia per la salute in molte città. La formazione

del particolato è, comunque, riconducibile all'impiego di idrocarburi carboniosi: il particolato non è generato solamente dai veicoli a motore, ma è prodotto da caldaie, scaldini, fornelli, centrali termiche e quanto altro immette in atmosfera residui da combustione. Orbene, nelle città a causa di consumi intensivi, le concentrazioni di particolato superano di sovente i limiti di legge e ben poco è possibile fare senza la collaborazione della cittadinanza ovvero senza limitare i consumi. L'idrogeno è una soluzione al problema: in primo luogo, perché in genere i grossi impianti industriali sono situati in zone industriali solitamente non a diretto contatto con la popolazione e, comunque, con sufficienti spazi aperti che agevolano la dispersione in ambiente delle immissioni inquinanti; in secondo luogo, perché negli impianti di grossa taglia è possibile controllare meglio la combustione (ovvero intervenire direttamente sul meccanismo di formazione del particolato), nonché ricorrere a sistemi e tecniche di filtrazione generalmente più efficienti di quelle adottabili nel caso di generazione distribuita.

Ma, allora, perché a fronte di indiscutibili vantaggi e/o opportunità, una vera economia all'idrogeno stenta a decollare? Nei prossimi paragrafi proveremo a dare risposta a questa pressante domanda.

3.2 I COSTI ENERGETICI DELL'IDROGENO

Abbiamo già visto nei capitoli precedenti che in natura l'idrogeno non è disponibile in forma molecolare, bensì occorre produrlo con spesa energetica. Procedendo con “combustibili tradizionali”, la produzione di idrogeno molecolare può avvenire con efficienze di conversione che variano da un minimo del 30% (elettrolisi con energia elettrica prodotta mediante combustibili fossili) fino ad un 65% (steam reforming del metano). Impiegando combustibili fossili, dunque, da 1/3 a 2/3 del contenuto energetico iniziale si perde solo per convertire un combustibile con tenore di carbonio non nullo in un altro completamente decarbonizzato. Dunque, a parità di energia finale resa agli utenti, gli impegni di energia primaria sono sensibilmente maggiori (da 1,5 fino a 3 volte). Conseguentemente, se è vero che grazie all'idrogeno sarebbe possibile ridurre le concentrazioni di agenti inquinanti nei centri densamente abitati, è altrettanto certo che a livello globale un massiccio impiego di idrogeno, (ottenuto da fonti non rinnovabili) per scopi energetici sarebbe causa di un incremento di immissioni climalteranti e inquinanti. E nell'attuale fase storica, che vede il mondo impegnato nel tentativo di ridimensionare il problema del riscaldamento globale, un'eventuale economia all'idrogeno andrebbe in direzione diametralmente opposta alla necessità di razionalizzare gli usi finali dell'energia primaria (EP).

Poiché la combustione diretta di idrogeno molecolare avviene con rendimenti del tutto simili a quelli di altri combustibili fossili, si può concludere che l'impiego di idrogeno per produrre energia termica è sempre penalizzante in termini di efficienza degli usi finali. A parità di

energia termica generata, la penalizzazione in termini di EP è tanto maggiore quanto più bassa è l'efficienza di produzione dell'idrogeno.

Naturalmente, l'idrogeno può essere impiegato utilmente anche per produrre energia elettrica: questo può essere fatto all'interno di celle a combustibile con rendimenti superiori al 60%; se la produzione di idrogeno avviene con rendimenti compresi tra il 30% ed il 65%, la produzione di energia elettrica attraverso celle a combustibile avviene con efficienze complessive comprese tra poco più del 15% e poco meno del 40%. Poiché i valori più alti di efficienza si ottengono partendo dallo steam reforming del metano, considerato che questo può essere impiegato utilmente all'interno di cicli combinati con rendimenti utili anche superiori al 50%, è evidente che, in termini di efficienza degli usi finali, **produrre energia elettrica da idrogeno è sempre penalizzante** (ed, in taluni casi, anche molto).

Infine, l'idrogeno può essere impiegato nel settore dei trasporti per scopi di trazione. Anche in questo caso vale quanto visto nel caso immediatamente precedente: all'interno di veicoli mossi da celle a combustibile, l'efficienza degli usi finali dell'EP è compresa tra poco più del 15% e poco meno del 40%. Tale dato deve essere raffrontato con le efficienze tipiche dei motori stradali: nei motori ad accensione comandata il rendimento si aggira intorno al 25-30%, mentre in un motore ad accensione per compressione sale al 35-40%. In questo caso, dunque, **l'impiego dell'idrogeno non parrebbe penalizzante in termini di efficienza dell'uso finale dell'EP ed, anzi, l'uso di idrogeno in celle a combustibile potrebbe rivelarsi addirittura più efficiente rispetto**

alla combustione di benzina, metano o GPL in motori ad accensione comandata.

Le considerazioni sopra esposte inducono a ritenere che un'economia all'idrogeno potrebbe decollare solo in uno scenario di abbondante disponibilità di risorse energetiche. Purtroppo, però, attualmente il mondo deve confrontarsi con le rivendicazioni dei paesi in via di sviluppo che invocano il diritto di incrementare i consumi per migliorare il proprio livello di vita, nonché è necessario fare i conti con la prospettiva di un prossimo esaurimento delle fonti fossili. In considerazione di ciò, è ragionevole concludere che il sogno di un'economia all'idrogeno è probabilmente un miraggio perché in regime di scarsità di fonti di EP per l'idrogeno vi è spazio solo nel settore dei trasporti. Dunque, piuttosto che chiedersi entro quanto tempo potrebbe nascere ed imporsi un'economia all'idrogeno probabilmente sarebbe più opportuno chiedersi: *“A quando le prime auto ad idrogeno?”*.

3.3 L'INTEGRAZIONE DELL'IDROGENO NEI SISTEMI ENERGETICI

E' noto che, già oggi, l'idrogeno potrebbe essere utilizzato per produrre calore all'interno di idonei generatori di calore (in sostituzione di metano, GPL, gasolio, olio combustibile, ecc.), nelle turbine a gas (in sostituzione di metano o GPL), per alimentare motori ad accensione comandata (in sostituzione di benzina o metano) o in celle a combustibile.

Le possibili applicazioni non mancano, né tanto meno sembra necessario un ulteriore sviluppo tecnologico. Perché allora gli autoveicoli e le caldaie non funzionano ad idrogeno? Al di là di considerazioni di carattere economico che potrebbero rientrare grazie ad economie di scala, l'integrazione dell'idrogeno nei sistemi energetici non avviene a causa della mancanza della materia prima. Infatti, manca sul territorio una rete distributiva per approvvigionare le utenze domestiche; così come non esistono stazioni di rifornimento che possano rifornire i veicoli a motore alla pari di benzina e gasolio.

Prima di installare negli edifici e negli appartamenti "caldaiette" ad idrogeno, è ovvio che bisogna risolvere il problema di alimentarle. Così pure, prima di installare una turbina a gas ad idrogeno occorre preoccuparsi dell'approvvigionamento di combustibile. D'altronde, perché qualcuno possa scegliere di comprare automobili ad idrogeno, occorre che sul territorio vi sia un numero sufficiente di stazioni di rifornimento attrezzate. Diversamente, il "know-how" esistente non è concretamente applicabile nella vita di tutti i giorni.

Attualmente, c'è una situazione di stallo: costruttori e produttori attendono che siano costruite le reti così da poter immettere sul mercato i propri prodotti;

d'altronde, nessuno costruisce le reti perché non c'è una domanda di idrogeno da soddisfare.

E' possibile uscire da questa situazione di stallo? Sicuramente, un intervento di mano pubblica sarebbe utile per uscire da questo circolo vizioso. D'altronde, però, la questione è in ogni caso complessa perché prima ancora occorre individuare la migliore forma di stoccaggio dell'idrogeno ovvero imporre degli standard per l'erogazione dello stesso all'utente finale. Si tratta, invero, di una scelta non semplice perché la discussione presuppone più punti di vista ed, inoltre, nessuno è in grado di fare previsioni circa tempi e soluzioni di un futuro sviluppo tecnologico. La realtà è che, pur essendo chiaro a imprenditori, politici e soggetti regolatori che senza una rete di distribuzione sul territorio non si parte, nessuno ritiene opportuno investire tempi, energie e risorse finanziarie in un'opera costosissima che lo sviluppo tecnologico potrebbe rendere rapidamente obsoleta.

Comunque, per meglio chiarire questi concetti è opportuno ragionare circa le principali problematiche dello stoccaggio di idrogeno.

3.4 LO STOCCAGGIO E IL TRASPORTO DELL'IDROGENO

Gli odierni impieghi dell'idrogeno prevedono che esso venga utilizzato nei pressi del luogo di produzione e in tempi rapidi, per cui l'efficienza dei sistemi di accumulo, ed eventuale trasporto, è attualmente di scarso interesse. Al contrario, il problema dell'accumulo è particolarmente critico quando si utilizza l'idrogeno come vettore energetico: quando produzione e consumo sono distanziati nel tempo e nello spazio, infatti, occorre giocoforza prevedere un idoneo sistema di accumulo.

I problemi tecnici connessi con l'accumulo dell'idrogeno derivano dalle sue caratteristiche chimico fisiche: esso è il combustibile con la massima densità energetica riferita alla massa, ma è anche quello con la minima densità energetica riferita al volume, sia allo stato gassoso che liquido.

Al di là di tecniche ancora in fase di sperimentazione e studio, esistono sostanzialmente tre tecnologie più o meno consolidate. L'idrogeno, infatti, può essere accumulato:

- ✓ in forma gassosa all'interno di serbatoi in pressione;
- ✓ in forma liquida;
- ✓ in forma solida mediante idruri metallici.

Prima di entrare nello specifico delle singole tecniche sono opportune due precisazioni.

Quando occorre scegliere come accumulare l'idrogeno, il principale vincolo è spesso costituito dagli spazi a disposizione. La valutazione degli ingombri, dunque, è quasi sempre il primo parametro da considerare per la scelta del sistema più idoneo. I volumi complessivi in gioco, però, non dipendono solo

dalla quantità di idrogeno stoccata, ma sono pesantemente condizionati dalle strutture di contenimento: dunque, quando occorre confrontare più sistemi in termini di densità energetica occorre anche considerare ingombri e pesi dei serbatoi.

| Combustibile | Densità di energia | |
|---------------------|--------------------|---------|
| | [kWh/kg] | [kWh/l] |
| Benzina* | 12 | 8,9 |
| Metano liquefatto | 13,9 | 5,8 |
| Idrogeno liquefatto | 33,3 | <3 |

* Avendo assunto per la benzina PCI = 43,36 MJ/kg - $\rho = 0,738\text{kg/l}$

Tabella 3.1: Densità energetica di benzina, metano liquefatto ed idrogeno liquefatto

In tabella 3.1, per esempio, sono riportate le densità di energia in massa ed in volume di benzina, metano liquefatto ed idrogeno liquefatto.

3.4.1 L'accumulo in forma gassosa

E' il metodo più semplice e più utilizzato. Consiste nella compressione in bombola, a temperatura ambiente ed a pressione di 200 bar (20 MPa) ed oltre. Sulla base dei serbatoi attualmente disponibili in commercio e facendo riferimento all'intero sistema combustibile/serbatoio, la densità minima è pari a 0,5 kWh/kg ed è relativa a recipienti in pressione in acciaio capaci di operare a 200 bar (20 MPa), mentre la massima raggiunge i 2,15 kWh/kg e si riferisce a serbatoi in materiale composito che possono resistere fino a 250 bar (25 MPa). Si noti che la densità energetica in massa dell'idrogeno è pari a 33,3 kWh/kg. Procedendo all'accumulo in forma gassosa, la densità energetica per unità di

massa dell'intero sistema di accumulo scende di almeno un ordine di grandezza. E' evidente quale sia l'influenza in peso del sistema di accumulo.

Si può ulteriormente incrementare la densità energetica dell'idrogeno gassoso, salendo ancora di pressione, ma in questo caso sono richiesti serbatoi in materiale composito rinforzati con fibre di carbonio. Gli sviluppi più recenti hanno permesso di raggiungere pressioni fino a 700 bar (70 MPa): in questo caso si arriva ad una densità di energia di circa 1,3 kWh/litro ovvero circa la metà della densità dell'idrogeno liquido.

E' chiaro che al crescere della pressione operativa aumenta il lavoro specifico di compressione dell'idrogeno. In generale, come si può osservare dal diagramma relativo ad una compressione adiabatica reversibile in unico stadio a partire da condizioni ambiente. riportato in figura 3.2, per pressioni inferiori ai 20 MPa il lavoro di compressione si mantiene al di sotto del 10% del contenuto energetico dell'idrogeno.

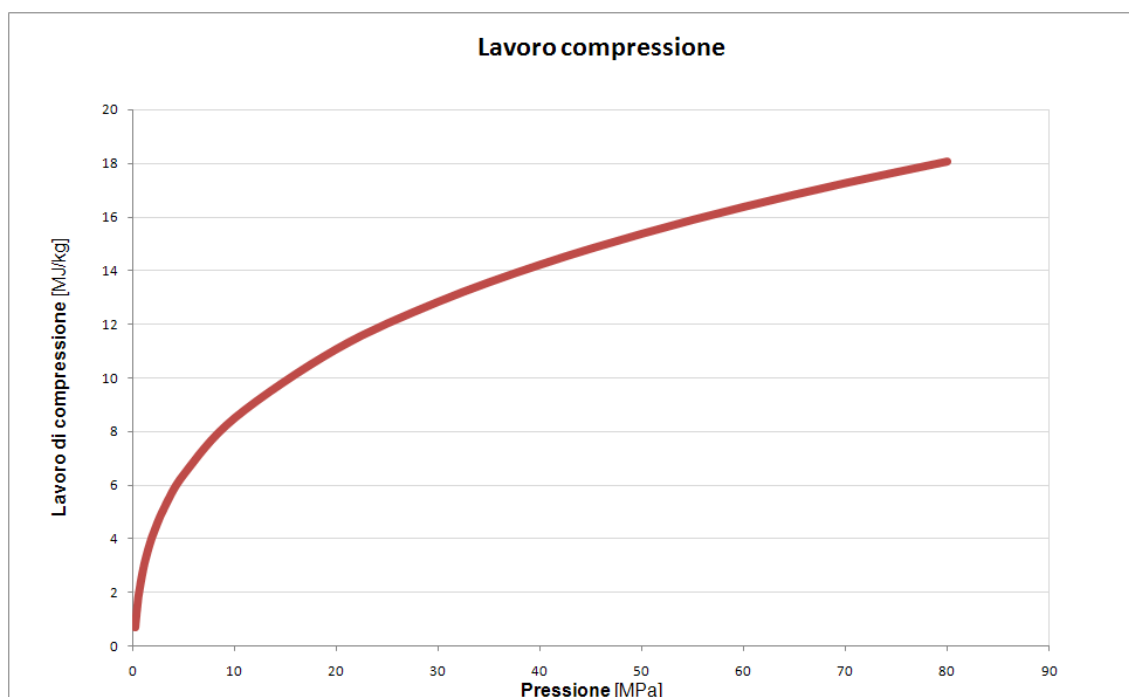


Figura 3.2: andamento del lavoro di compressione

3.4.2 L'accumulo in forma liquida

Per incrementare la densità di energia, l'idrogeno può essere liquefatto a 20K, ma anche in queste condizioni la densità di energia è circa un 1/3 di quella della benzina. Oltre a questa limitazione, occorre anche considerare gli ulteriori svantaggi di una progressiva perdita di idrogeno liquido per evaporazione (1-2% al giorno) e del dispendio energetico necessario per il mantenimento di condizioni criogeniche (si tratta di circa il 30% dell'energia contenuta nell'idrogeno liquefatto).

3.4.3 L'accumulo mediante idruri metallici

Gli idruri metallici sono leghe di magnesio, alluminio, ferro o lantanio, che contengono all'interno della struttura cristallina composti di nichel, vanadio, titanio, cromo, terre rare, tutti in grado di assorbire idrogeno nello spazio interatomico.

Il processo di carica-scarica è reversibile e si ottiene attraverso processi di assorbimento esotermico e desorbimento endotermico. Inoltre, usando leghe con differenti composizioni, è possibile ottenere sistemi in grado di rilasciare l'idrogeno a differenti pressioni. Ponendo l'idruro metallico in polvere all'interno di contenitori, dunque, è possibile accumulare idrogeno allo stato "solido".

Gli idruri sono suddivisi in funzione della temperatura di assorbimento/desorbimento: quelli a bassa temperatura operano tra i 20°C ed i 90°C, quelli ad alta temperatura possono spingersi fino a 300°C. Gli idruri ad alta temperatura sono quelli con la maggior capacità di accumulo; la pressione

di assorbimento è compresa tra 33 e 55 bar (3,3 e 5,5 MPa), mentre quella di rilascio varia 0,7 e 10 bar (0,07 e 1 MPa).

Con gli idruri metallici è possibile raggiungere densità di energia comprese tra 2,7 e 3,4 kWh/litro ovvero anche migliori dell'accumulo in forma liquida. Un ulteriore vantaggio è costituito dall'elevato livello di sicurezza che il sistema permette di raggiungere, essendo il rischio di perdite di idrogeno, anche a seguito di collisioni, quasi nullo.

Pur tuttavia, gli alti costi di gestione, il peso elevato, la limitata capacità di immagazzinamento in termini massicci, la progressiva riduzione della capacità di accumulo nel tempo, limitano fortemente gli utilizzi concreti.

3.4.4 Le prospettive della ricerca

In questo paragrafo saranno presentati brevemente alcuni potenziali sistemi alternativi di stoccaggio, oggetto di interesse da parte della ricerca scientifica.

Le **nanostrutture di carbonio** (nanotubi e nanofibre), scoperte all'inizio degli anni '90, rappresentano una delle tante forme in cui è possibile trovare il carbonio in natura (grafite, diamante, fibre di carbonio, fullereni, nanotubi di carbonio...). Gli elettroni dei gusci più esterni del carbonio, infatti, possono combinarsi tra di loro dando luogo a stati elettronici ibridi, che permettono la formazione di legami lineari, bidimensionali e tridimensionali, ciascuno caratterizzato da una particolare geometria. I nanotubi di carbonio, in particolare, presentano una struttura cilindrica allungata con diametri dell'ordine dei nanometri e lunghezze dell'ordine dei micron; costituiti da uno o più fogli di

grafite arrotolati su se stessi a formare un tubo, consentono all'idrogeno, di essere adsorbito con densità maggiori che in fase liquida (quindi, con un accumulo volumetrico maggiore di quello caratteristico degli idruri metallici, a parità di peso). I risultati empirici indicano però valori di densità energetica per i nanotubi, molto "distanti" tra di loro: dai 4,2 ai 6 kWh/L, con concentrazioni in peso di idrogeno accumulato che vanno da un incredibile 70% ad un più modesto 14%. I valori per le nanofibre di carbonio si attestano, invece, intorno ai 15 kWh/L (a 113 bar). D'altra parte lo stesso studio dei nanotubi e delle nanofibre di carbonio ha evidenziato, indipendentemente dallo sfruttamento come sistema di accumulo dell'idrogeno, parecchi risultati contrastanti che rendono ancora poco chiare le caratteristiche del materiale; per questo motivo, al momento questa tecnologia di accumulo, seppur promettente, si trova ancora in fase sperimentale e non esistono prototipi.

L'**accumulo chimico** (ovvero la possibilità di accumulare mediante un composto chimico che, all'occorrenza e in maniera semplice, possa essere trasformato in idrogeno) rappresenta l'altra strada al vaglio in alcuni centri di ricerca.

L'accumulo chimico che, teoricamente permetterebbe di raggiungere densità di energia maggiori rispetto alle altre forme di accumulo già richiamate e quindi volumi di stoccaggio inferiori (rispetto all'idrogeno liquido e a quello compresso), al momento è ancora in fase sperimentale o prototipale.

Ovviamente affinché un composto possa effettivamente risultare interessante ai fini dello stoccaggio dell'idrogeno, deve poter essere accumulato in volumi idonei al trasporto e, preferibilmente, non deve emettere CO₂ all'atto

dell'utilizzo; per tale motivo non vengono in genere considerati risorse derivanti da fonti fossili ma esclusivamente sostanze prive di ossigeno e carbonio. In particolare, tra le sostanze maggiormente studiate troviamo: ammoniaca, idrazina, ammonio-borano ($\text{NH}_3\text{-BH}_3$), alcuni idruri come l'idruro di sodio e il boroidruro di sodio.

L'ammoniaca, interessante sia dal punto di vista della reperibilità (è il secondo composto chimico più prodotto al mondo), sia dell'elevata densità di idrogeno quando si trova in forma liquida, si dissocia sottoponendo i suoi vapori alla presenza di un catalizzatore a base di ossido di ferro a temperature superiori ai 700°C . L'ammoniaca liquida (caratterizzata da odore sgradevole e tossicità), miscelata con acqua, può essere stoccata a pressione e temperatura ambiente. Sebbene il reforming catalitico illustrato abbia il vantaggio di non dar luogo alla produzione di scarti tossici e non presenti problemi di sicurezza (in relazione all'infiammabilità), è, però, ancora molto costoso, anche in virtù delle alte temperature richieste; pertanto, è ancora poco utilizzato. L'idrazina $\text{NH}_2\text{-NH}_2$, composto teoricamente e potenzialmente utilizzabile, in realtà presenta gli stessi svantaggi evidenziati per l'ammoniaca con in più problemi di tossicità degli scarti di produzione.

L'ammonio-borano, molto interessante per l'alta percentuale in peso di idrogeno ($>19\%$), è un solido cristallino che stabile a temperatura ambiente, mentre inizia a liberare idrogeno a temperature superiori ai $120\text{-}130^\circ\text{C}$. Al momento è ancora ad uno stadio sperimentale, poiché oltre all'idrogeno può emettere sostanze indesiderate (come ammoniaca, borane e borazine volatili) nonché dar luogo alla formazione di prodotti ceramici refrattari di complessa rigenerazione.

Tra i molteplici idruri allo studio, particolarmente interessante si è rivelato il boroidruro di sodio. I boroidruri alcalini (sali in cui l'idrogeno risulta legato al boro e ad un metallo alcalino), se posti in soluzione acquosa, reagiscono in presenza di idonei catalizzatori fornendo idrogeno con valori di densità energetica interessanti: una soluzione acquosa al 30% di boroidruro e al 70% di acqua contiene il 7% circa in peso di idrogeno (63 g/L di H₂), valore particolarmente interessante se confrontato con l'idrogeno compresso (23 g/L di H₂ in bombole a 33 bar) e comunque confrontabile con l'idrogeno liquido (71 g/L di H₂). Questa tecnologia, la cui fattibilità è stata sperimentalmente dimostrata da studi ENEA, stenta a decollare per l'elevato costo del boroidruro di sodio (NaBH₄). [31]

3.5 ODIERNE DIFFICOLTA' DI SCELTA

E' chiaro a tutti che al momento per l'idrogeno non è disponibile un sistema di accumulo semplice, sicuro, comodo e conveniente come nel caso di altri combustibili diretti concorrenti.

L'accumulo in forma gassosa è probabilmente il sistema che rappresenta l'opzione di stoccaggio concettualmente più semplice, nonché relativamente poco dispendiosa sotto il profilo energetico. Al di là di difficoltà operative connesse alla reattività dell'idrogeno molecolare, la compressione dell'idrogeno non è certo un problema insormontabile. D'altronde, il costo energetico di un'ipotetica compressione dell'idrogeno è in parte recuperabile in fase di erogazione finale. Di contro, anche a pressioni elevatissime, è praticamente

impossibile contenere gli ingombri oltre certi limiti. Conseguentemente, il trasporto su lunghe distanze non può che avvenire mediante idrogenodotti: diversamente, volendo trasportare l'idrogeno mediante auto cisterne, il costo energetico ed economico del trasporto sarebbe troppo oneroso in termini percentuali a causa di una troppo bassa densità energetica del volume trasportato.

L'accumulo in forma liquida, rispetto alla forma gassosa, è più favorevole dal punto di vista degli ingombri, ma sicuramente più penalizzante in termini energetici. Infatti, l'idrogeno molecolare liquefa a 20 K e, pertanto, lo stoccaggio in fase liquida può avvenire solo in condizioni criogeniche molto spinte. Inoltre, la spesa energetica in fase liquida è anche funzione del tempo di stoccaggio perché per evitare che l'idrogeno vaporizzi occorre rimuovere continuamente gli inevitabili rientri di calore. Conseguentemente, se per brevi periodi l'accumulo in fase liquida può rivelarsi una soluzione conveniente, su orizzonti temporali più lunghi sembra preferibile operare in fase gassosa o solida (mediante idruri metallici, per esempio). D'altronde, il trasporto di idrogeno liquido può essere fatto solamente con serbatoi criogenici e la cosa potrebbe creare difficoltà lungo elevate distanze.

In un orizzonte di breve periodo, è presumibile che l'accumulo in fase solida abbia ben poche probabilità di diventare uno standard per lo stoccaggio ed il trasporto dell'idrogeno. Non solo per ragioni economiche, ma anche e soprattutto perché eventuali sistemi alimentati ad idrogeno dovrebbero essere dotati di dispositivi per l'estrazione del combustibile. Si tratta, in vero, di un'ipotesi alquanto remota perché è verosimile che almeno in fase iniziale i

produttori di eventuali apparecchiature ad idrogeno cercheranno di partire da applicazioni consolidate per le quali sia possibile apportare il minor numero di modifiche; in quest'ottica, è poco probabile che l'integrazione di dispositivi per l'estrazione di idrogeno da idruri metallici possa avvenire da subito.

In realtà, non è stata ancora individuata chiaramente una tecnologia migliore di altre, né in termini di stoccaggio, né in termini di trasporto. Conseguentemente, chi oggi volesse investire nello sviluppo di una rete di distribuzione dovrebbe essere disposto ad accollarsi il rischio di vedere vanificati i propri sforzi a causa di una qualche novità tecnologica in grado rendere obsolescente ogni precedente sforzo. D'altronde, senza una rete di distribuzione dell'idrogeno è inutile sperare che qualche produttore possa decidere di immettere sul mercato prodotti che non possono funzionare per mancanza di alimentazione. Che fare? È possibile invertire in qualche modo questo circolo vizioso?

Sicuramente chi oggi volesse far decollare un principio di economia all'idrogeno dovrebbe sforzarsi di massimizzare l'esistente e ridurre al minimo gli investimenti tecnici, finanziari e culturali. Volendo sviluppare un sistema distributivo dell'idrogeno senza avviare la realizzazione di una nuova rete infrastrutturale occorre utilizzare in qualche misura le strutture preesistenti, per esempio la rete dei metanodotti. Poiché l'idrogeno è un gas alla pari del metano, si potrebbe valutare se sia possibile far funzionare ad idrogeno la rete distributiva del metano. A tal fine è interessante valutare le proprietà dei due gas riportati in tabella 3.2.

| | Prod_H ₂ O [g/kWh] | Prod_CO ₂ [g/kWh] | PCS_H ₂ [kWh/kg] | Rho [kg/m ³] | PCS_CH ₄ [kWh/Nm ³] |
|-----------------------|----------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|---|
| H ₂ (gas) | 226,9 | 0 | 39,4 | 0,0899 | 3,54 |
| CH ₄ (gas) | 72,8 | 177,8 | 15,4 | 0,7168 | 11,06 |

Tabella 3.2: confronto tra proprietà dell'idrogeno e del metano

Dal confronto, emerge che in 1 Nm³ di CH₄ è contenuta la stessa quantità di energia contenuta in 3,1 Nm³ di H₂ in forma gassosa.

Dunque, a parità di portata volumetrica e di pressione, se nell'attuale rete di metanodotti facessimo circolare H₂ in luogo di CH₄, nell'ipotesi di mantenere inalterate le pressioni e le velocità di attraversamento tipiche dell'infrastruttura esistente, al massimo riusciremmo a veicolare 1/3 dell'energia che oggi trasportiamo sotto forma di metano. Diversamente, sarebbe necessario triplicare la portata volumetrica ma questo è sostanzialmente improponibile senza rendere oltremodo gravose le condizioni operative; infatti, laddove triplicare le portate volumetriche fosse fattibile, comunque occorrerebbe fare i conti con un incremento dei fenomeni corrosivi a causa di maggiori pressioni, di una più elevata velocità di attraversamento e della maggiore aggressività dell'idrogeno rispetto al metano. **L'ipotesi di trasformare l'attuale rete di distribuzione del metano in una rete di distribuzione dell'idrogeno è sostanzialmente da scartare tanto più che sarebbe necessario intervenire su tutti gli utilizzatori per una completa messa a punto, nonché rassegnarsi ad accettare consistenti riduzioni di potenza erogata.**

Scartata l'ipotesi di servirsi della rete di metano esistente, ritenendo che non sussistono ancora le condizioni per avviare la costruzione di una nuova infrastruttura specificamente dedicata alla distribuzione dell'idrogeno, occorre rinunciare all'idea di una produzione centralizzata. D'altronde, occorre considerare che:

- ✓ l'energia elettrica è trasportabile su grosse distanze con poca spesa energetica, ma è accumulabile solo per brevi periodi e con elevati costi energetici ed economici;
- ✓ l'idrogeno è accumulabile con relativa poca spesa energetica (almeno in forma di gas), ma su grosse distanze il trasporto è oneroso, soprattutto in termini energetici.

Sulla base di queste osservazioni, in tutti i casi in cui si manifestano dei surplus di energia elettrica, è sicuramente possibile pensare di indirizzare le eccedenze verso appositi elettrolizzatori. **In questo modo, sarebbe possibile accumulare eventuali surplus elettrici convertendoli in idrogeno direttamente nel sito di successivo utilizzo.** Per esempio, in Francia, laddove esistono enormi eccedenze di produzione nelle ore notturne (ed, infatti, sono rivendute in Italia a prezzi estremamente competitivi perché altrimenti dovrebbero essere buttate via), potrebbe essere conveniente accumulare di notte tramite idrogeno da destinare a successivi impieghi, verosimilmente nelle ore diurne. Evidentemente, nelle immediate vicinanze di ciascun elettrolizzatore occorre prevedere di installare opportuni sistemi di stoccaggio dell'idrogeno per il tempo necessario e nelle quantità sufficienti. Ma nell'ottica di una produzione distribuita, è sicuramente più semplice installare tanti piccoli serbatoi, ciascuno

connesso ad un unico utilizzatore, piuttosto che realizzare pochi serbatoi di grosse dimensioni, ciascuno connesso a tanti utilizzatori.

I cardini essenziali di questa ipotesi sono:

- ✓ disponibilità di surplus di energia elettrica da destinare ad un potenziale accumulo;
- ✓ possibilità di integrare sul territorio elettrolizzatori e serbatoi di idrogeno;
- ✓ esistenza di utilizzatori in grado di funzionare ad idrogeno da subito.

Riflettendo con sufficiente attenzione, non è difficile concludere che tali condizioni non sono vincoli insormontabili nell'ambito di mobilità urbana. In questo contesto, infatti, è possibile avviare in tempi brevi e con pochi investimenti una produzione in serie di veicoli spinti da motori endotermici alimentati ad idrogeno. Tutti i progetti di veicoli con doppia alimentazione, benzina più metano, possono essere rapidamente modificati per sostituire il metano con l'idrogeno. Intervenendo opportunamente sulla centralina di controllo motore, non dovrebbe essere troppo difficile ottimizzare la combustione con alimentazione ad idrogeno; certamente, però, occorre confrontarsi con drastica riduzione di potenza del motore (verosimilmente del 60-70%), nonché con una ben più contenuta autonomia continuando ad installare serbatoi dimensionati per il metano. Pur tuttavia, la cosa, che sarebbe estremamente limitante in ambito extra-urbano o misto, in ambito urbano può essere tollerata. D'altronde, nelle stazioni di rifornimento di carburante con disponibilità di spazi non sembra cosa impossibile installare un elettrolizzatore ed un ulteriore serbatoio di stoccaggio. Con accordi di programma tra costruttori

e società di distribuzione del carburante sarebbe possibile muovere i primi passi in maniera coordinata riuscendo a superare l'attuale situazione di stallo per cui i costruttori non producono auto ad idrogeno per mancanza di una rete ed i distributori non ammodernano gli impianti con serbatoi ad idrogeno per mancanza di auto.

Ovviamente, in caso di esito positivo delle prime esperienze pilota, occorrerebbe capire in che misura le infrastrutture territoriali sono in grado di supportare gli incrementi di traffico elettrico, ma sicuramente l'emersione di questo problema sarebbe il segno di una neonata economia all'idrogeno. Senza considerare che la necessità di futuri potenziamenti dell'infrastruttura è già nota visto che Terna SpA, società proprietaria della rete elettrica nazionale, già da tempo ha iniziato a pianificare massicci investimenti infrastrutturali. Non a caso, nel piano industriale 2009-13 di Terna sono già previsti nello sviluppo della rete investimenti per 3,4 miliardi di euro.

D'altronde, occorre considerare che, una volta dimostrata la fattibilità e l'utilità dell'integrazione dei primi sistemi energetici alimentati ad idrogeno, potrebbero fioccare gli investimenti. Soprattutto nell'ottica di sostituire i motori endotermici con più efficienti celle a combustibile. Ma questa sarebbe tutt'altra storia ...

CAPITOLO 4

LA RADIAZIONE SOLARE

4.1 Potenzialità dell'energia solare

4.2 Caratteristiche della radiazione solare

4.3 Calcolo puntuale della radiazione solare

4.4 Disponibilità locali di radiazione solare

4.5 Idrogeno e Sole: un binomio potenzialmente vincente

4 LA RADIAZIONE SOLARE

E' noto che nell'arco di un anno, la Terra compie un giro completo intorno al Sole, percorrendo (in senso antiorario per un osservatore che guardasse il moto dall'alto) un'orbita leggermente ellittica. Nel descrivere questa traiettoria, una metà della superficie terrestre è sempre rivolta verso il Sole, mentre la rimanente parte è in ombra.

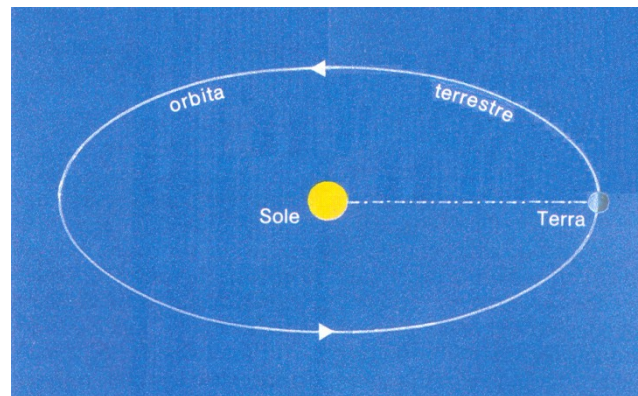


Figura 4.1 – L'orbita della Terra intorno al Sole

Oltre al moto di rivoluzione intorno al Sole, il nostro pianeta è dotato di moto rotatorio (antiorario per un osservatore posto in alto). La Terra impiega 23 ore, 56 minuti e 4 secondi per compiere una rotazione completa intorno al proprio asse.

In ogni istante la metà del pianeta in luce riceve energia da parte del Sole, rifornendoci continuamente del sostentamento che serve per alimentare la vita sulla Terra. Dalla misura dell'energia raggiante emessa dal Sole, si è calcolata

una temperatura superficiale apparente di 5.762K^3 . Tale valore non è rappresentativo di una misura effettiva perché è stato ricostruito schematizzando il Sole come un corpo nero ovvero attribuendogli un'emittenza termica pari a 1.

4.1 POTENZIALITA' DELL'ENERGIA SOLARE

L'energia solare arriva sulla Terra sotto forma di radiazione⁴ elettromagnetica di lunghezza d'onda compresa tra $0,17$ e $4 \mu\text{m}$, sebbene il grosso del contenuto energetico sia compreso tra $0,3$ e $3 \mu\text{m}$.

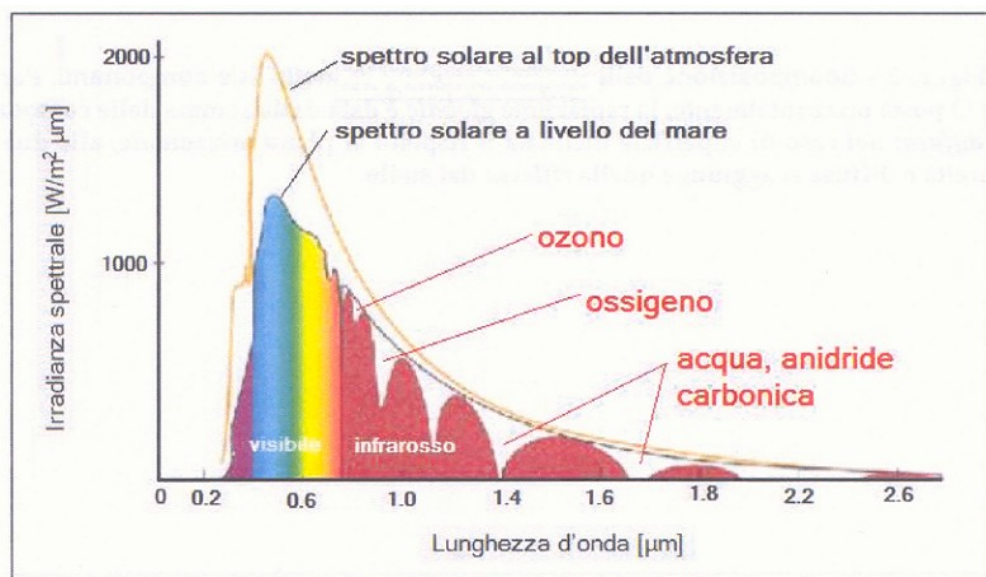


Figura 4.2: spettro della radiazione solare

³ Valore tratto da "Fisica Tecnica" di G. Alfano e V. Betta.

⁴ In accordo con la definizione riportata nella norma UNI 8477/1, nel prosieguo per radiazione o energia radiante dovrà intendersi energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onda elettromagnetica. Tipicamente è misurata in MJ o in kWh.

Si stima che, se ai margini del pianeta Terra arriva 100 in termini di radianza⁵, l'atmosfera terrestre riflette verso lo spazio 31, assorbe 18, trasmette verso la crosta terrestre 51. Più precisamente:

- ✓ dei 31 soggetti a riflessione verso lo spazio, 24 sono riflessi da nubi e pulviscolo, 7 dal vapore presente in atmosfera;
- ✓ dei 18 soggetti ad assorbimento da parte dell'atmosfera, 16 sono assorbiti dai gas atmosferici, 2 dall'acqua e dal ghiaccio contenuti nelle nubi;
- ✓ dei 51 che raggiungono la crosta terrestre, 47 sono effettivamente assorbiti, 4 sono ulteriormente riflessi verso lo spazio.

Si noti che in Figura 4.2 la porzione di area sottesa dalla curva relativa allo spettro solare al limite dell'atmosfera e colorata in bianco rappresenta l'aliquota di potenza che non arriva sulla crosta terrestre perché riflessa verso lo spazio o assorbita dall'atmosfera. La differenza tra le aree sottese dai due spettri solari (uno ai margini dell'atmosfera, l'altro ad altezza mare) individua la potenza riflessa dall'atmosfera; infine, la porzione di area in bianco al di sotto dello spettro solare ad altezza mare individua quanto è assorbito dall'atmosfera.

La **radianza** incidente su una superficie di area unitaria, disposta al di fuori dell'atmosfera terrestre ad una distanza pari al valore medio⁶ della distanza Terra-Sole e perpendicolarmente ai raggi solari, è pari a 1.353W/m^2 ⁷. Tale valore rappresenta la cosiddetta costante solare, usualmente simboleggiata con G_{cs} . In realtà, ai margini della porzione di atmosfera terrestre rivolta verso il

⁵ In accordo con la definizione riportata nella norma UNI 8477/1, nel prosieguo per radianza o irradianza dovrà intendersi una quantità energia raggiante per unità di superficie e di tempo. Tipicamente è misurata W/m^2 .

⁶ La distanza media Terra-Sole è pari a 149,6 milioni di km.

⁷ Valore numerico tratto da norma UNI 8477/1.

Sole, la potenza raggiante G che incide su una superficie di area unitaria disposta perpendicolarmente ai raggi solari varia istante per istante a causa del moto di rivoluzione della Terra intorno al Sole, che determina una variazione istantanea (per quanto piccola) del fattore di vista della Terra da parte del Sole: in un anno solare, solo in due istanti (precisamente del 3 aprile e del 22 ottobre) G coincide con G_{cs} ; tuttavia, poiché le distanze minima e massima sono abbastanza vicine in termini relativi, il rapporto G/G_{cs} , non è molto diverso dall'unità, variando tra 0,97 ed 1,04.



Figura 4.3 - Variazione radiazione extra-atmosferica nell'anno

Quanto vale in termini assoluti l'energia solare? Approssimando la Terra ad una sfera⁸, in prima approssimazione, è possibile ricavare che la potenza raggiante

⁸ L'approssimazione è lecita: la Terra, infatti, è una sfera leggermente schiacciata ai poli. Il raggio massimo è quello equatoriale pari a 6.378 km, mentre il raggio minimo è quello polare pari a 6.357 km. La differenza, 21 km, è 1/297 del raggio massimo equatoriale. Pertanto, approssimando la Terra come sfera perfetta non si commette un grande errore.

che arriva ai limiti dell'atmosfera terrestre è pari al prodotto della costante solare per la proiezione della calotta emisferica irraggiata su un piano ortogonale alla congiungente Terra-Sole. Assumendo $R_T=6.371 \text{ km}^9$ si ottiene una potenza raggiante di 172.542 TW ovvero circa 4.121.087 tep/s (avendo considerato 1 tep = 41,868 GJ = 0,041868 TJ). Ciò significa che in un anno ai limiti dell'atmosfera arrivano circa 130.000 Gtep, valore di quattro ordini di grandezza superiore al fabbisogno mondiale di energia primaria del 2008 (11,3 Gtep).

Naturalmente, non tutta la potenza raggiante che arriva ai limiti dell'atmosfera terrestre raggiunge il pianeta ad altezza dei mari e delle terre emerse: poiché il 31% è riflesso dall'atmosfera verso lo spazio, il 18% è assorbito dall'atmosfera ed un ulteriore 4% riflesso dalla crosta terrestre, solo il 47% arriva sulla terraferma e sui mari. In termini assoluti, si tratta di oltre 60.000 Gtep/anno ovvero quasi 6.000 volte il fabbisogno mondiale di energia primaria. Considerando che su un totale di 510,1 milioni di km^2 di superficie terrestre, le terre emerse assommano 149,4 milioni di km^2 (poco più del 29%), anche volendo trascurare il contributo di eventuali ipotetiche piattaforme off-shore, si calcola che solo sulla terraferma il Sole irradia quasi 18.000 Gtep, un dato superiore al fabbisogno energetico mondiale di oltre 1.500 volte.

Conseguentemente, lo sfruttamento diretto dell'energia solare può veramente apportare un contributo sostanziale al fabbisogno energetico mondiale. Ma finora questo non è accaduto, perché rispetto alle fonti fossili e ad alcune forme di rinnovabili (per esempio, idroelettrico e geotermico), la fonte solare non è mai riuscita ad essere veramente competitiva a causa degli elevatissimi costi di

⁹ Valore corrispondente al raggio di una sfera avente la stessa superficie della Terra.

installazione degli impianti che fanno risultare il costo finale unitario dell'energia prodotta elevato, nonostante l'input energetico gratuito.

In ogni caso, assunto che la Terra sia assimilabile ad una sfera di superficie pari a 510,1 milioni di km², gli oltre 60.000 Gtep/anno che raggiungono mari e terraferma equivalgono, in prima approssimazione, ad una radianza pari a circa 318 W/m² di superficie in luce. In realtà, le cose sono più complesse. Alla base dei nostri calcoli, infatti, c'è l'ipotesi di un'irradiazione costante nel tempo ed uniforme nello spazio (l'emisfero rivolto verso il Sole). Il valore di 318 W/m² è idealmente rappresentativo di una radianza disponibile in ogni istante in qualunque parte dell'emisfero illuminato ovvero in tutta la Terra mediamente per 12 ore al giorno. Nella realtà, le cose sono molto diverse poiché la radianza incidente su una superficie captante nell'arco di un anno può assumere valori compresi tra 0 e 1.100 W/m².

La fonte solare, come spesso accade per le fonti rinnovabili, ha una disponibilità molto varia in funzione dell'ora del giorno, della stagione dell'anno, della latitudine, delle condizioni climatiche. Così, prima ancora di entrare nel merito delle efficienze delle singole tecnologie, occorre considerare che non tutta la radianza incidente è effettivamente impiegabile utilmente. Infatti, l'estrema variabilità nella fornitura di energia da fonte solare costringe a prevedere idonei sistemi di accumulo per poter far fronte alla domanda di energia anche in presenza di un'irradiazione insufficiente o nulla. Il sistema di accumulo, dunque, si carica di energia quando c'è un surplus di produzione e si scarica quando c'è un eccesso di domanda. In generale, però, l'accumulo di energia termica e/o elettrica è dispendioso da un punto di vista energetico; pertanto, occorre

sovradimensionare la capacità produttiva almeno per sostenere i costi energetici dell'accumulo.

Considerando in prima analisi che il sistema di accumulo abbia efficienza unitaria, la radianza mediamente disponibile su tutta la Terra scende a 159 W/m^2 (ovvero si dimezza visto che è raddoppiata la superficie di riferimento). Conseguentemente, in un caso reale la radianza mediamente disponibile è ancora più bassa. Ed è tanto più bassa quanto maggiore è l'entità dell'accumulo. Infatti, maggiore è la capacità del sistema di accumulo, tanto minore è il rischio di rimanere senza disponibilità energetica; di contro, però, ad ogni incremento della capacità del sistema di accumulo aumenta l'energia non impiegabile per mancanza di domanda e, dunque, sprecata. Ipotizzando che il sistema di accumulo utilizzi i $2/3$ della radianza disponibile, otteniamo una disponibilità di 53 W/m^2 di radianza effettivamente disponibile per successivi impieghi tecnologici. In questo modo, ipotizzando di coprire tutte (e sole) le terre emerse con dispositivi di captazione si potrebbero raccogliere circa 700 Gtep/anno , cioè oltre 60 volte il fabbisogno mondiale di energia primaria. Conseguentemente, per soddisfare il fabbisogno mondiale di energia primaria sarebbe sufficiente impiegare superfici di captazione per 2,49 milioni di km^2 (ovvero $1/60$ dell'estensione delle terre emerse).

Volendo essere più rigorosi, però, bisognerebbe considerare che con la fonte solare sicuramente diminuirebbero le efficienze di conversione dell'energia primaria in energia utile per specifici scopi: basti pensare che un ciclo combinato alimentato con combustibile fossile raggiunge rendimenti del 50%, mentre il fotovoltaico difficilmente supera il 10%. Ipotizzando quindi una

riduzione dei rendimenti di conversione nella misura dell'80% sarebbe necessario quintuplicare la raccolta di energia solare ovvero servirebbero non meno di 12,5 milioni di km² di superfici captanti (tra il 10% ed il 15% delle terre emerse). Sicuramente non è poco, ma neanche moltissimo considerando che i più grandi deserti nel mondo assommano più di 19 milioni di km².

| Nome | Area (km ²) | Localizzazione |
|--------------------------------|-------------------------|-----------------------|
| Sahara | 7.800.000 | Africa settentrionale |
| Libico-Nubiano | 1.770.000 | Libia-Egitto-Sudan |
| Gran Deserto Australiano | 1.520.000 | Australia |
| Gobi | 1.500.000 | Cina-Mongolia |
| Kalahari | 750 | Namibia-Botswana |
| Rub' al-Khali | 700 | Arabia Saudita |
| Deserto patagonico | 670 | Argentina |
| Deserto di Simpson o di Arunta | 584 | Australia |
| Deserto iraniano | 400 | Iran |
| Gran Deserto Sabbioso | 400 | Australia |
| Takla Makan | 400 | Cina |
| Gran Siriaco | 330 | Siria |
| Gran Deserto Vittoria | 320 | Australia |
| Arabico | 300 | Egitto |
| Karakum | 300 | Turkmenistan |
| Kyzylkum | 300 | Uzbekistan-Kazakistan |
| Deserto di Thar o Gran Deserto | 260 | India-Pakistan |
| Deserto di Gibson | 220 | Australia |
| Deserto di Sechura | 185 | Perù |
| Nafud | 150 | Arabia Saudita |
| Atacama | 132 | Cile |
| Deserto del Nafūd | 72 | Arabia Saudita |
| Deserto del Namib | 50 | Namibia |
| Deserto del Negev | 17.3 | Israele |
| Deserto Dipinto | 200 | USA |
| Totale | 19.130.500 | |

Tabella 4.1: elenco principali deserti nel Mondo

4.2 CARATTERISTICHE DELLA RADIAZIONE SOLARE

La radiazione che incide su di una superficie orizzontale può essere **diretta** o **diffusa**.

La prima rappresenta l'aliquota di energia solare che attraversa lo spessore atmosferico senza essere perturbata; non è isotropica, ma anzi è caratterizzata da una direzione ben precisa che è determinata dalla posizione del Sole.

La seconda rappresenta l'aliquota di energia solare che, urtando le molecole dell'atmosfera, subisce perturbazioni (per esempio, è attenuata in intensità oppure cambia lunghezza d'onda e/o direzione).

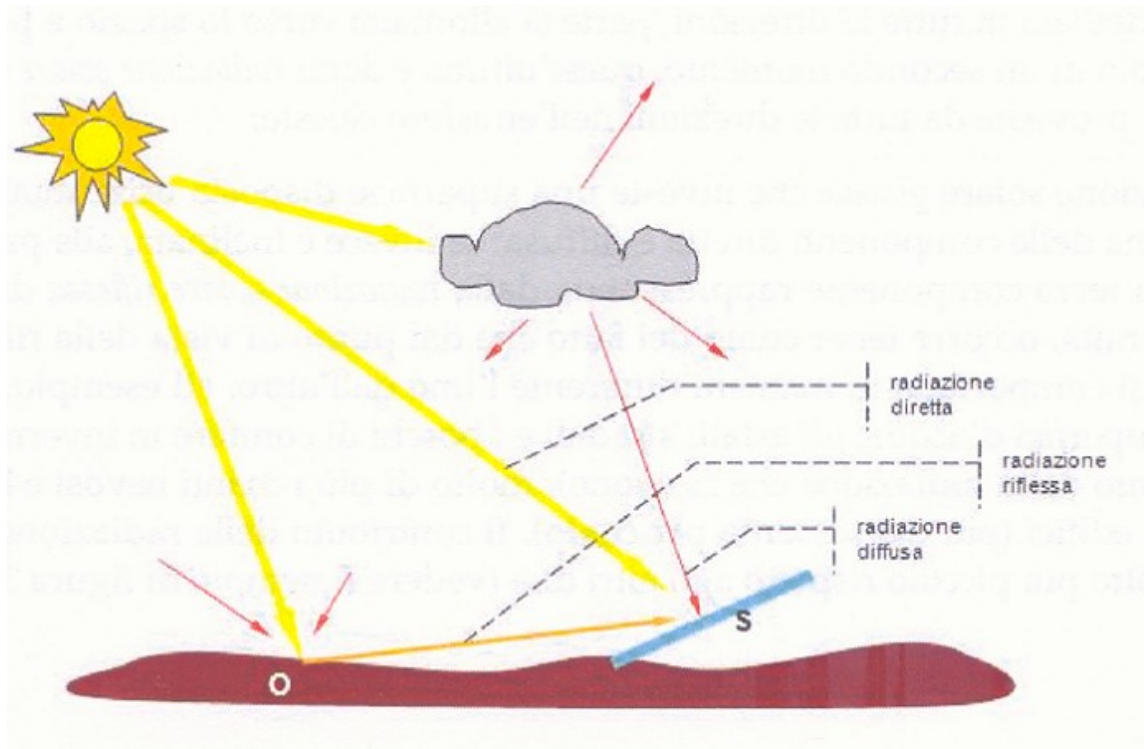


Figura 4.4: radiazione diretta, diffusa e riflessa

Nel caso di superfici non orizzontali (ovvero verticali o inclinate) esiste anche la radiazione riflessa dal suolo e da eventuali superfici circostanti che vedono la

superficie. Tale aliquota è anche nota come “albedo”. La radiazione riflessa, che è generalmente determinata sperimentalmente, è influenzata dalle condizioni del terreno circostante (es. innevato, coltivato, vicino al mare...); tipicamente, si valuta in percentuale della radiazione orizzontale totale, moltiplicando per fattori correttivi empirici. In Tabella 4.2 sono riportati alcuni valori tratti dalla norma UNI 8477, parte I.

| Tipo di superficie | Riflettanza |
|------------------------------------|--------------------|
| Neve | 0,75 |
| Superfici chiare di edifici | 0,60 |
| Superfici scure di edifici | 0,27 |
| Pietrisco | 0,20 |
| Superfici acquose | 0,07 |

Tabella 4.2 Valori di riflettanza per diverse superfici

In figura 4.5 sono riportati i profili annuali di radiazione giornaliera media mensile (RGMM), relativamente ad una superficie posta a Roma (ovvero con latitudine Nord di $41^{\circ}54'$ e longitudine Est di $12^{\circ}28'$), orientata verso Sud ed inclinata di 30° rispetto all'orizzontale. Il grafico mostra l'incidenza relativa della radiazione diretta, diffusa e riflessa rispetto alla globale; inoltre, è stata riportata la radiazione che arriva su una superficie extra-atmosferica parimenti inclinata ed orientata così da evidenziare immediatamente l'effetto di attenuazione dell'attraversamento dell'atmosfera terrestre.

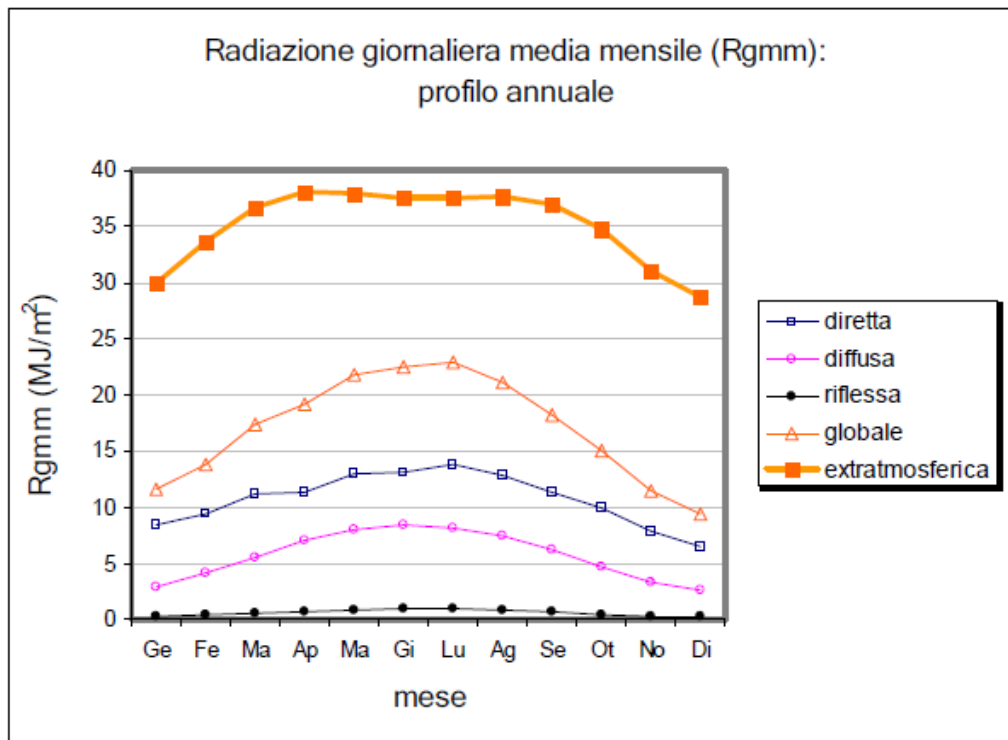


Figura 4.5: entità per tipologia di radiazione

Analizzando i diagrammi di Figura 4.5, è immediato riscontrare una marcata variabilità dei profili di radiazione nell'arco dell'anno. Nel caso della radiazione globale, per esempio, si passa da un minimo di circa 9 MJ/m² (nel mese di dicembre) ad un massimo di 22 MJ/m² (nel mese di luglio). Tale variazione è riconducibile essenzialmente alle seguenti osservazioni:

- ✓ nell'arco dell'anno solare cambia l'inclinazione dei raggi solari rispetto ad una superficie fissa;
- ✓ nell'arco dell'anno cambia la durata di giorno e notte;
- ✓ in funzione delle condizioni climatiche cambiano riflessione, assorbimento e trasmissione da parte dell'atmosfera.

Così, alle latitudini tipiche delle penisola italiana il massimo dell'irraggiamento¹⁰ si verifica mediamente nei mesi di giugno o luglio, il minimo nei mesi di dicembre o gennaio. Ovviamente i massimi dell'irraggiamento si hanno in estate quando le giornate sono lunghe ed è elevata la probabilità di avere tempo sereno; al contrario, i minimi si registrano in inverno quando le giornate sono brevi e sono più frequenti nebbie ed addensamenti di nubi. Ma perché in inverno le giornate sono fredde e corte, mentre in estate sono calde e prolungate? Per rispondere occorre considerare che:

- ✓ l'asse terrestre è inclinato rispetto al piano dell'orbita;
- ✓ il valore di tale inclinazione è costantemente pari a $66^{\circ}33'$ ovvero l'angolo compreso tra l'asse terrestre e l'asse polare (coincidente con la normale al piano dell'orbita) è pari a $23^{\circ}27'$.

Per effetto dell'inclinazione dell'asse terrestre, i raggi solari impattano normalmente su una porzione di superficie terrestre non necessariamente posta all'equatore, bensì all'interno della fascia di paralleli compresi tra il Tropico del Cancro (con latitudine Nord di $23^{\circ}27'$ o pari a $+23^{\circ}27'$) ed il Tropico del Capricorno (con latitudine Sud di $23^{\circ}27'$ o pari a $-23^{\circ}27'$). Quando i raggi solari sono normali ad una superficie orizzontale si dice che il sole è allo "zenit".

¹⁰ In accordo con le definizioni contenute nella norma UNI 10349, nel prosieguo per irradiazione o irraggiamento si dovrà intendere il rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.



Figura 4.6: l'orbita della Terra e le stagioni

A mezzogiorno del 21 giugno (solstizio d'estate), i raggi solari sono normali ad una superficie orizzontale posta in corrispondenza del Tropico del Cancro; diversamente, a mezzogiorno del 22 dicembre (solstizio d'inverno), i raggi solari sono normali ad una superficie orizzontale posta in corrispondenza del Tropico del Capricorno.

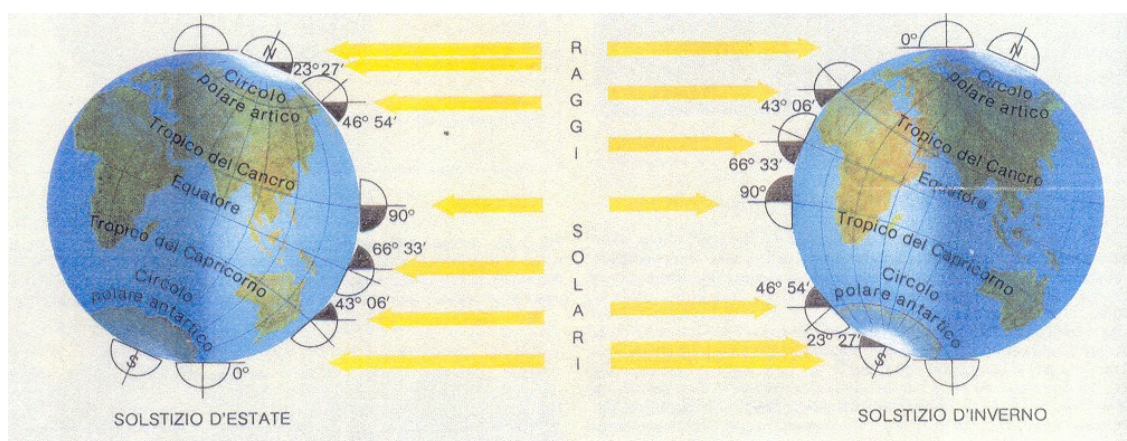


Figura 4.7 I raggi solari ai solstizi

In occasione del solstizio d'estate, la maggior parte dell'emisfero illuminato si trova a Nord dell'equatore, mentre in occasione del solstizio d'inverno avviene il contrario. Ciò comporta che nell'emisfero boreale ciascun parallelo è illuminato per una porzione sottesa da un angolo maggiore di 180° ; nell'emisfero australe, invece, avviene il contrario. Concretamente ciò significa che nell'emisfero boreale le giornate sono più lunghe di 12 ore, mentre in quello australe sono più brevi. Inoltre, si nota che al crescere della latitudine aumenta percentualmente la porzione di parallelo in luce: addirittura a nord del Circolo Polare Artico, la giornata raggiunge le 24 ore, mentre a sud del Circolo Polare Antartico è la notte a durare 24 ore.

Tra il 21 giugno ed il 22 dicembre, i raggi solari incidono normalmente su superficie orizzontali poste a latitudini via via decrescenti in valore assoluto, mentre tra il 22 dicembre ed il 21 giugno avviene il contrario. I giorni in cui i raggi solari sono allo zenit rispetto al parallelo equatoriale (dunque, con latitudine pari a 0°) individuano gli equinozi: in questo caso, l'emisfero illuminato è perfettamente diviso a metà tra Nord e Sud ed ovunque sul pianeta la giornata dura 12 ore.

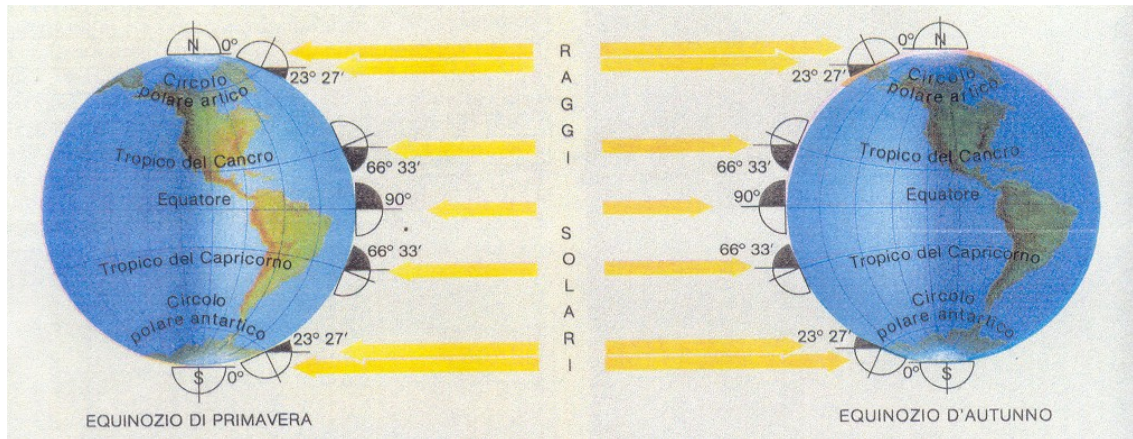


Figura 4.8 - I raggi solari agli equinozi

In ogni caso, al di fuori della zona compresa tra i due Tropici, i raggi solari non raggiungono mai lo zenit ovvero la radianza relativa ad una superficie normale, quando arriva al suolo, si riduce perché si distribuisce su un'area che è tanto più grande quanto maggiore è l'angolo compreso tra la direzione dei raggi solari e la normale alla superficie orizzontale nel punto considerato.

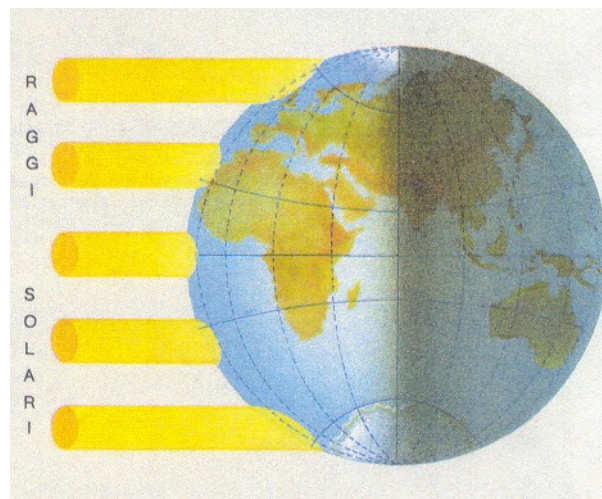


Figura 4.9 – raccolta solare in funzione della latitudine

D'altronde, quando la direzione dei raggi solare non coincide con la normale alla superficie orizzontale nel punto considerato, c'è un'altra causa di riduzione

della radianza. Per giungere al suolo i raggi solari devono percorrere più spazio ovvero l'attraversamento dell'atmosfera avviene lungo un percorso più lungo in virtù del quale si osserva una maggiore decurtazione per effetto di un più consistente assorbimento da parte dell'atmosfera. Per quantificare quest'ultimo aspetto si ricorre al concetto di "air mass" (AM). L'air mass rappresenta il rapporto tra la lunghezza del percorso effettivo dei raggi solari e la lunghezza del percorso più breve (ovvero in una situazione di sole allo zenit). Per convenzione si stabilisce che al di fuori dell'atmosfera l'air mass sia nullo (si parla di AM0), in condizioni zenitali sia unitario a livello del mare (AM1), in tutti gli altri casi maggiore dell'unità secondo il rapporto $1/\sin(h)$, dove h è l'angolo formato dalla direzione dei raggi solari e la superficie orizzontale nel caso in questione (AM1,5, AM2, ecc.).

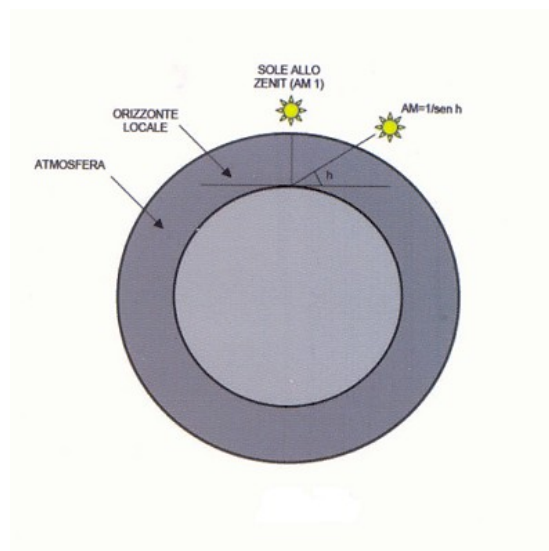


Figura 4.10

Alla luce di quanto detto, non desta meraviglia che i valori più elevati di irraggiamento annuale siano relativi alla zona compresa tra i due Tropici, come è ben evidente nella Figura 4.11.

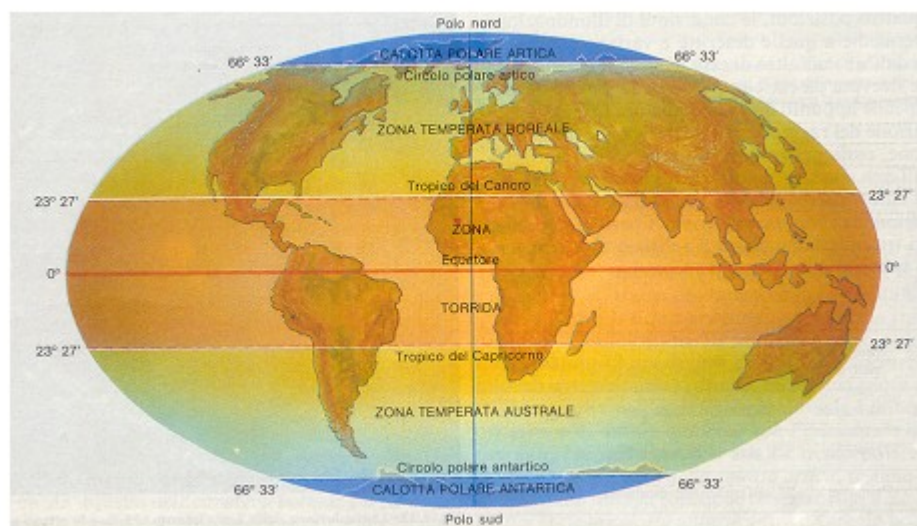


Figura 4.11

In figura 4.11 si distingue una zona torrida, due zone temperate, due zone polari. Nella prima il sole passa allo zenit di tutti i punti due volte l'anno, mentre nelle altre i raggi solari non raggiungono mai lo zenit. Addirittura, nelle zone polari i raggi solari sono sempre molto obliqui ed esistono periodi dell'anno durante i quali non colpiscono affatto la superficie. In ogni caso, la schematizzazione di figura 4.11 non corrisponde esattamente alla distribuzione reale delle temperature dell'aria, che risentono in maniera più o meno evidente anche di altri fattori quali l'altitudine sul livello del mare, l'esposizione, la presenza di terre emerse e oceani ed altri ancora.

4.3 CALCOLO PUNTUALE DELLA RADIAZIONE SOLARE

Il calcolo puntuale della radianza dipende da vari fattori, quasi tutti riconducibili alla posizione del Sole rispetto alla superficie captante.

In primo luogo, la posizione relativa del Sole rispetto ad una superficie comunque disposta varia nell'arco della giornata a causa del moto di rotazione terrestre intorno al proprio asse, nell'arco dell'anno per effetto del moto di rivoluzione della Terra intorno al Sole.

In secondo luogo, i raggi solari incidono su una superficie in maniera diversa in funzione dell'ubicazione della superficie captante e delle caratteristiche geometriche di quest'ultima.

In concreto, oltre al valore di irradianza extratmosferica, per calcolare l'energia che incide su una superficie (verosimilmente al suolo) in un ben determinato arco temporale occorre conoscere almeno i seguenti parametri:

- ✓ latitudine;
- ✓ declinazione solare;
- ✓ azimut ed altezza solare;
- ✓ azimut e tilt della superficie captante.

La **latitudine**, solitamente indicata con **L**, è individuata dall'angolo che la retta, passante per la località considerata ed il centro della Terra, forma con il piano dell'equatore. Serve per individuare la posizione di una superficie rispetto all'equatore. I valori positivi si riferiscono all'emisfero boreale (settentrionale), quelli negativi all'emisfero australe (meridionale).

La **declinazione solare**, generalmente indicata con δ , è l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno, sul meridiano considerato, con il piano equatoriale. Unitamente alla latitudine consente di individuare univocamente la posizione della Terra rispetto al Sole.

La differenza algebrica ($L-\delta$) individua a mezzogiorno l'angolo compreso tra la direzione dei raggi solari e la superficie orizzontale nel luogo di latitudine L . Pertanto il prodotto $G\cos(L-\delta)$ rappresenta l'irradianza che giunge su una superficie extra-atmosferica parallela a mezzogiorno alla superficie orizzontale nel luogo di latitudine L .

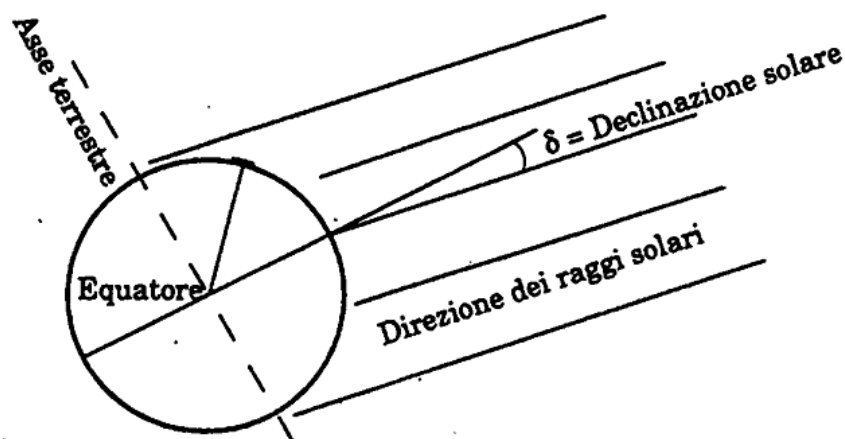


Figura 4.12

Il valore assunto dall'angolo di declinazione solare, δ , (che varia tra $-23^{\circ}27'$ e $+23^{\circ}27'$) può essere calcolato in forma approssimata con la formula di Cooper:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[360 \frac{284 + n}{365} \right]$$

In ogni caso, in Tabella 4.3 sono riportati i valori medi mensili tratti dalla norma UNI 8477/1.

| | |
|------------------|---------------|
| Gennaio | -20,92 |
| Febbraio | -12,95 |
| Marzo | -2,42 |
| Aprile | 9,41 |
| Maggio | 18,79 |
| Giugno | 23,09 |
| Luglio | 21,18 |
| Agosto | 13,45 |
| Settembre | 2,22 |
| Ottobre | -9,60 |
| Novembre | -18,91 |
| Dicembre | -23,05 |

Tabella 4.3

L'**azimut solare** rappresenta l'angolo tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud: convenzionalmente è positivo se la proiezione cade ad est ed è negativo se la proiezione cade verso ovest. Solitamente si indica con α .

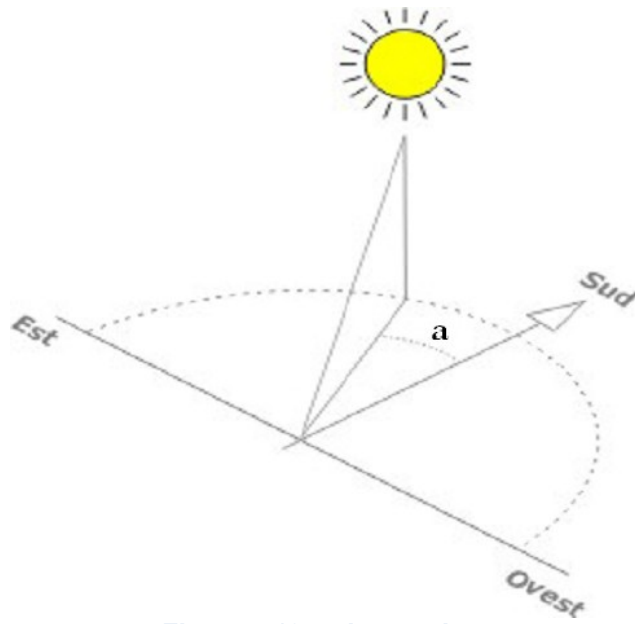


Figura 4.13: azimut solare

L'**altezza solare**, usualmente indicata con α , rappresenta l'angolo formato dalla direzione dei raggi solari ed il piano orizzontale. Può variare tra 0° (Sole all'orizzonte) e 90° (Sole allo zenit).

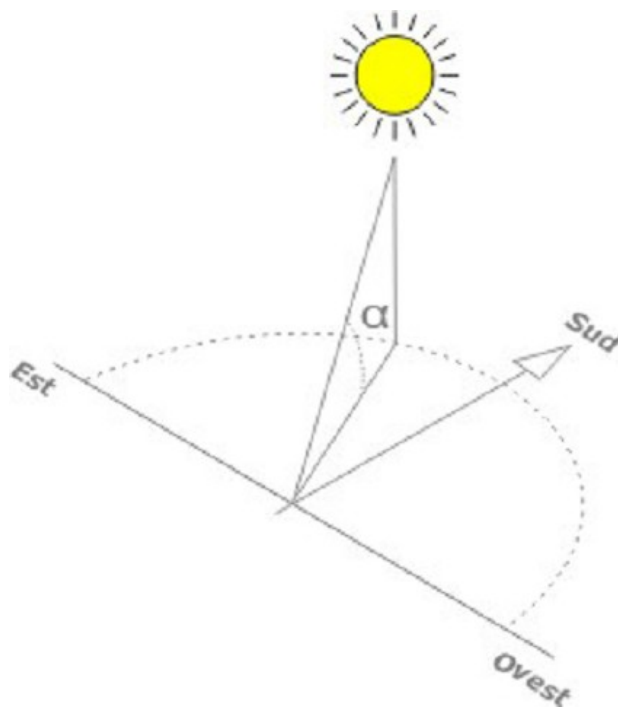


Figura 4.14: altezza solare

In ogni istante, la conoscenza puntuale di azimut ed altezza solare è necessaria per individuare la posizione istantanea del Sole lungo la traiettoria giornaliera, cosicché sia possibile calcolare istante per istante l'aliquota di radiazione extraterrestre che raggiunge la superficie captante. Per calcolare analiticamente azimut ed altezza solare è necessario introdurre l'angolo orario h che rappresenta la distanza angolare tra il Sole e la sua posizione a mezzogiorno, lungo la traiettoria apparente sulla volta celeste. Detto n il numero di ore di distanza dal mezzogiorno, si ha:

$$\omega = 15 n$$

L'angolo orario è nullo a mezzogiorno, positivo nelle ore antimeridiane, negativo in quelle pomeridiane.

Noti latitudine L , declinazione solare δ ed angolo orario h è possibile ricavare azimut ed altezza solare con le seguenti relazioni:

$$\alpha = \arcsen(\mathbf{sen L sen \delta + cos L cos \delta cos \omega})$$

$$\alpha = \arcsen\left(\frac{\cos \delta \sinh}{\cos \alpha}\right)$$

Le relazioni immediatamente sopra valgono se:

$$\text{per } L \geq 0 \quad \mathbf{sen \alpha \geq \frac{sen \delta}{sen L}}$$

$$\text{per } L \leq 0 \quad \text{sen } \alpha \leq \frac{\text{sen } \delta}{\text{sen } L}$$

Diversamente, l'azimut solare deve essere corretto e risulta pari a:

$$a_c = \text{segno}(a)(180 - |a|)$$

Noti α ed a è possibile ricostruire la traiettoria solare in un giorno tipico del mese. In Figura 4.15 è raffigurata la traiettorie durante i solstizi e gli equinozi.



Figura 4.15: traiettoria apparente del Sole

Una volta ricostruite le traiettorie solari medie mensili, il passo successivo consiste nell'individuazione della posizione relativa tra Sole e superficie captante. Per individuare la posizione di una superficie captante occorre

conoscere l'inclinazione rispetto all'orizzontale e l'orientamento rispetto ai punti cardinali.

Il **tilt**, β , di una superficie rappresenta l'angolo di inclinazione rispetto ad una superficie orizzontale. Può variare tra 0 e 90°.

L'**azimut**, γ , di una superficie individua l'orientamento della stessa rispetto ai punti cardinali. Più precisamente, γ rappresenta l'angolo compreso tra la proiezione sul piano orizzontale della normale alla superficie e la direzione sud.

Pertanto:

1. se $\gamma = 90^\circ$, la superficie è orientata a est;
2. se $\gamma = 0^\circ$, la superficie è orientata a sud
3. se $\gamma = -90^\circ$, la superficie è orientata ad ovest
4. se $\gamma = 180^\circ$, la superficie è orientata a nord

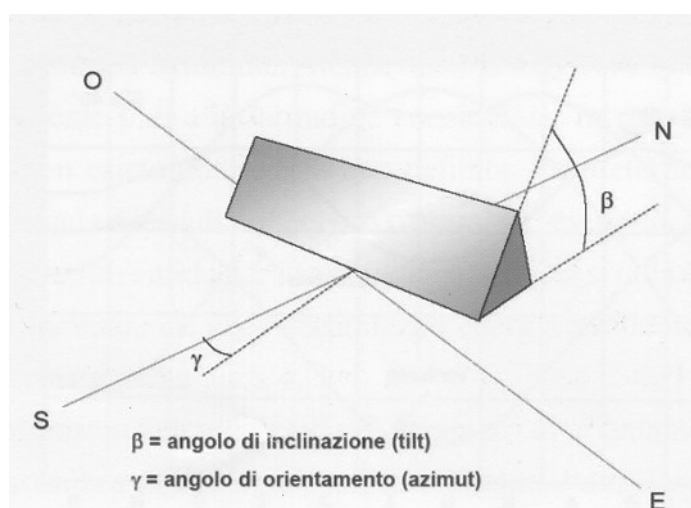


Figura 4.16: tilt e azimut di una superficie

Il calcolo dell'irraggiamento giornaliero su una superficie comunque inclinata ed orientata può essere fatto con l'ausilio della norma UNI 8477/1. Il calcolo viene

fatto su base giornaliera media mensile cosicché, nell'arco di un anno e relativamente alle condizioni geometriche e geografiche considerate, sia possibile ricavare dodici valori dell'irraggiamento medio giornaliero, ciascuno riferibile ad un particolare mese dell'anno. Secondo la UNI 8477/1, l'irraggiamento medio giornaliero su una superficie inclinata, \underline{H} , è correlato all'irraggiamento medio giornaliero su una superficie orizzontale, \underline{H}_h , parametro tabellato in funzione della località e del mese dell'anno in appendice B della UNI 8477/1. Il fattore di correlazione tra i due tipi di irraggiamento di cui sopra, \underline{R} , è così definito:

$$\underline{R} = \left(1 - \frac{\underline{H}_d}{\underline{H}_h}\right) \frac{\underline{H}_b}{\underline{H}_h} + \frac{\underline{H}_d}{\underline{H}_h} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

dove:

$\underline{H}_d/\underline{H}_h$ è il rapporto tra irraggiamento diffuso, \underline{H}_d , ed irraggiamento orizzontale (entrambi mediati nel mese);

$\underline{H}_b/\underline{H}_h$ è il rapporto medio mensile tra irraggiamento diretto, \underline{H}_b , ed irraggiamento orizzontale (entrambi mediati nel mese);

β individua il tilt della superficie;

ρ individua la riflettanza delle superfici circostanti in grado di generare albedo.

In definitiva, il calcolo dell'irraggiamento tipico mensile su una superficie comunque inclinata ed orientata dipende dai rapporti $\underline{H}_d/\underline{H}_h$ e $\underline{H}_b/\underline{H}_h$ che sono calcolabili grazie ai dati tabellati nei prospetti I e II della norma UNI 8477/1 ed alla applicazione della metodologia riportata per intero nei paragrafi 3.1, 3.2 e 3.3 della medesima norma.

In questa sede, comunque, non è particolarmente interessante approfondire ulteriormente il calcolo che può essere facilmente meccanizzato con l'ausilio di calcolatori disponibili in rete. Per l'Italia, per esempio, si può ricorrere all'*Atlante italiano della radiazione solare* accessibile collegandosi a www.solaritaly.enea.it. Il sito è stato realizzato a cura dell'ENEA, *Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile* (già *Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente*, da cui l'acronimo ENEA). L'ENEA è attiva nel campo della ricerca e dell'innovazione tecnologica, soprattutto nel settore dell'energia. In particolare, l'ente, impegnato da tempo in un ampio programma di sviluppo e dimostrazione di alcune delle tecnologie di impiego dell'energia solare, ha predisposto, a supporto della ricerca e dello sviluppo della tecnologia solare, un'attività di caratterizzazione del territorio italiano con il fine di individuare le aree più idonee all'impianto di tecnologie che sfruttano l'energia solare.

Collegandosi al sito dell'Enea, www.solaritaly.enea.it, tra gli altri dati è possibile ricavare la Radiazione Globale Giornaliera Media Mensile (RGGMM) per una superficie comunque inclinata ed orientata in accordo con quanto previsto dalla norma UNI 8477/1. L'*Atlante italiano della radiazione solare*, dunque, costituisce un formidabile strumento al servizio dei tecnici per ottenere rapide e sicure informazioni circa la reale disponibilità di energia solare in qualunque punto del territorio italiano.

4.4 DISPONIBILITA' LOCALI DI RADIAZIONE SOLARE

La disponibilità locale di energia solare dipende fortemente dalla latitudine e dalle condizioni climatiche generali del territorio (se è piovoso o arido, secco o umido, assolato o nuvoloso, ecc.). In generale, la raccolta solare annuale di una superficie orizzontale diminuisce allontanandosi dall'equatore. D'altra parte, solo all'equatore il massimo della raccolta solare si registra su superfici orizzontali; in generale, infatti, il massimo della raccolta solare si registra su superfici tanto più inclinate quanto maggiore è la latitudine in valore assoluto. Quanto detto è confermato dalla tabella 4.4 con l'eccezione del territorio sudanese che, molto arido ed assolato, registra valori elevatissimi di raccolta solare. Nella tabella 4.4 i piani di massima raccolta solare sono sempre orientati a sud.

| LOCALITA' | LATITUDINE | LONGITUDINE | IRR. MEDIO MENSILE SU PIANO ORIZZONTALE [kWh/m ² d] | INCLINAZIONE OTTIMALE NELL'ANNO | IRR. MEDIO MENSILE SU PIANO INCLINAZIONE OTTIMALE [kWh/m ² d] |
|----------------------------|------------|-------------|--|---------------------------------|--|
| BOLZANO | 46°29'N | 11°21'E | 3,260 | 34° | 3,710 |
| RAGUSA | 36°55'N | 14°43'E | 4,930 | 33° | 5,590 |
| LIBIA | 29°59'N | 13°11'E | 6,090 | 30° | 6,830 |
| SUDAN | 20°03'N | 25°39'E | 6,920 | 21° | 7,300 |
| REPUBBLICA CENTRO AFRICANA | 10°29'N | 23°33'E | 6,470 | 14° | 6,630 |
| KENYA | 0°0' | 34°16'E | 6,830 | 0° | 6,830 |

Tabella 4.4

Dall'analisi della tabella 4.4 emerge inoltre che il potenziale solare dell'Africa è enormemente maggiore in termini assoluti. D'altronde, la risorsa solare in Africa, dove i valori ottimali del tilt sono sensibilmente più bassi che in Europa, è anche più facilmente sfruttabile; pertanto, pannelli disposti orizzontalmente o leggermente inclinati lavorano molto meglio nel continente africano che nel

nostro e quindi rendono più semplice l'integrazione architettonica nei contesti urbani. Dunque, se in prossimità dell'equatore, per ottenere la massima raccolta solare, sarebbe sufficiente, in assenza di ombreggiamento, poggiare i pannelli orizzontalmente sui tetti dei palazzi, in Europa, invece, per garantire la massima efficienza ed ottimizzare la raccolta solare risulta necessario inclinare di 30° (e più) le superfici fisse, con evidenti maggiori problematiche dal punto di vista dell'integrazione architettonica. Per esempio, installando con $\beta=30^\circ$ un pannello largo 1 m e lungo 5 m, si determina tra punto più basso e punto più alto una variazione di quota pari a 2,5 m. D'altra parte, i considerevoli vantaggi, in termini energetici, che si ottengono disponendo le superfici con tilt ottimale in Europa i vantaggi sono ben evidenti in figura 4.17.

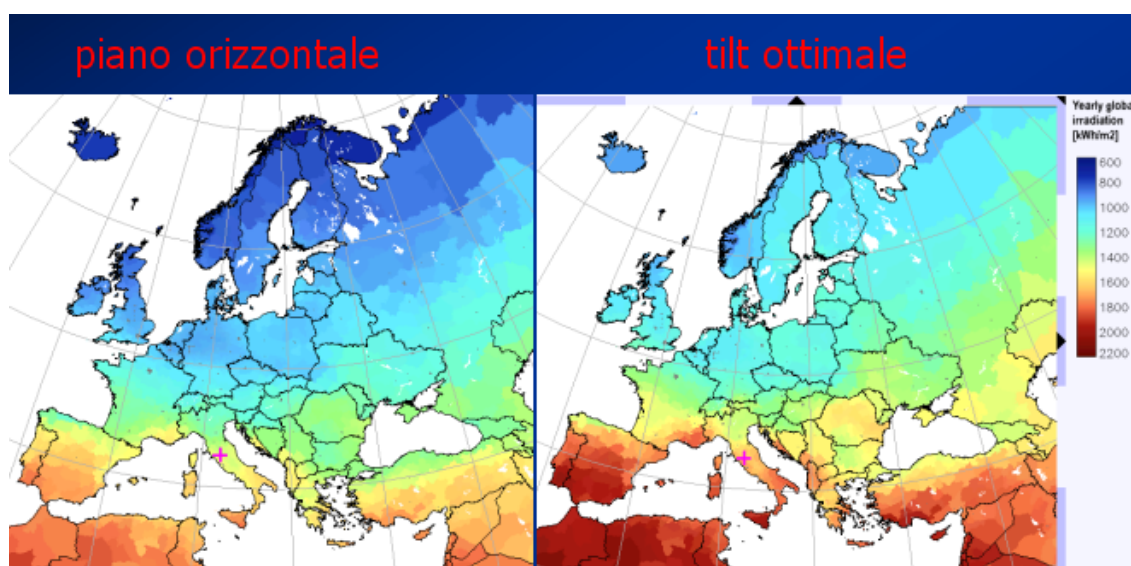


Figura 4.17

Quanto affermato per l'Europa, resta valido per l'Italia, infatti, benché la nostra nazione si trovi agli estremi meridionali d'Europa (risultando uno dei territori

europei più vicini all'equatore, dunque caratterizzati da maggiore irradiazione), è immediatamente evidente dalla mappa solare riportata in figura 4.17 il vantaggio energetico che si ottiene inclinando opportunamente le superfici captanti (si noti a tal proposito la variazione di colore che compete alla Sicilia).

Ulteriori considerazioni circa il caso italiano possono essere fatte osservando la mappa italiana della raccolta solare orizzontale annua nel 2008 (riportata in figura 4.18). E' subito evidente il ruolo della latitudine: procedendo verso le regioni più meridionali, la raccolta solare aumenta sensibilmente. Ma non tutta la differenza è riconducibile alla sola latitudine. Un ruolo fondamentale è giocato anche dalle condizioni climatiche: nelle regioni settentrionali, infatti, la più marcata presenza di nebbia e foschia notturna tende a schermare la radiazione solare diretta nelle prime ore della mattinata.

Il ruolo delle condizioni climatiche è evidente se si confrontano le curva di irradianza globale e diffusa di Bolzano, Roma e Ragusa durante il mese di gennaio (figure 4.19, 4.20, 4.21).

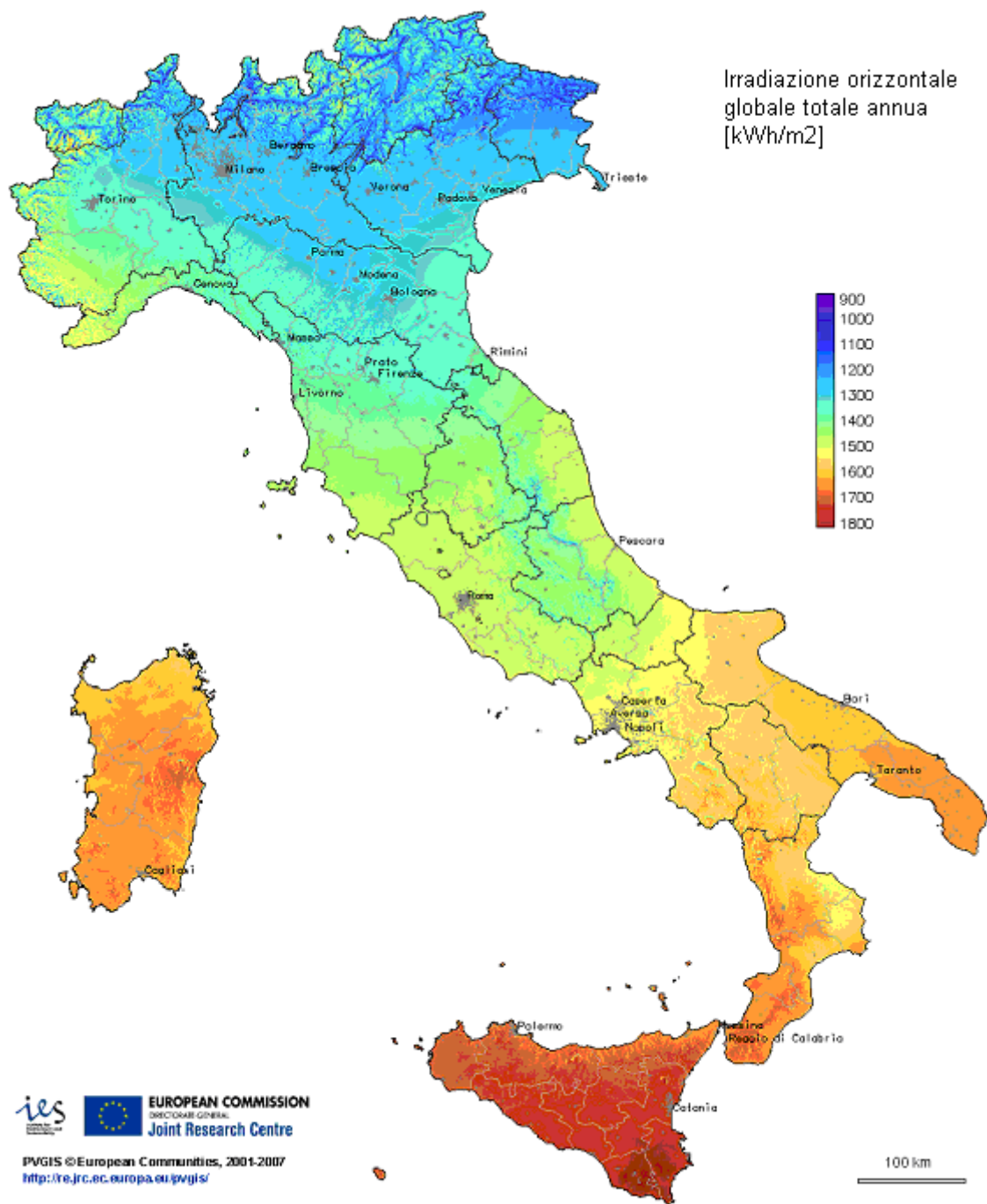


Figura 4.18: mappa italiana dell'irradiazione solare su superficie orizzontale

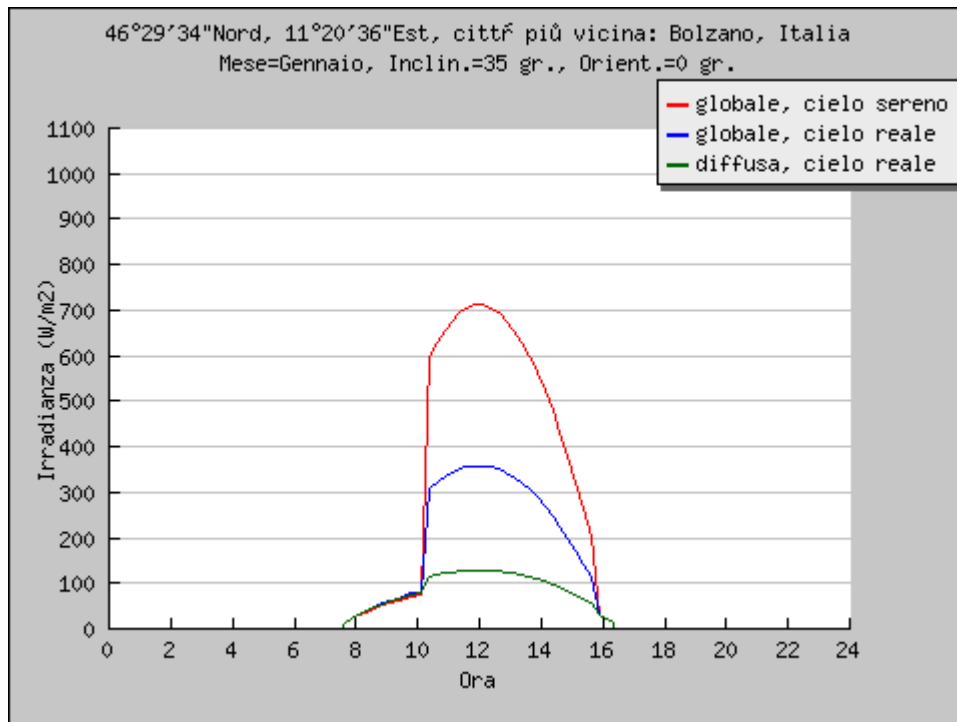


Figura 4.19 – irradianza solare nel mese di Gennaio a Bolzano

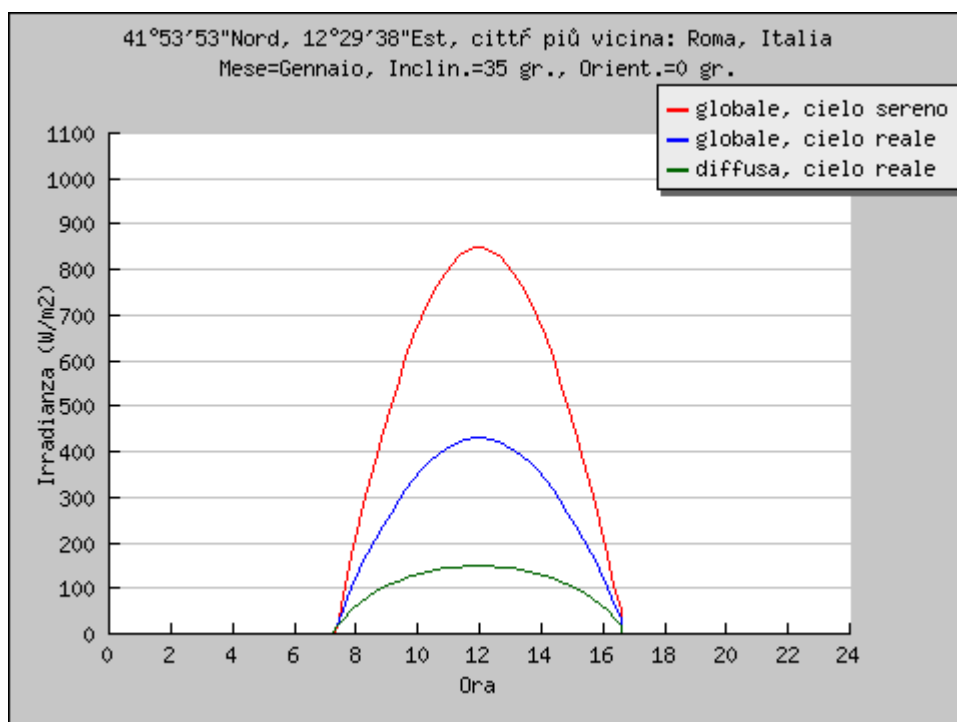


Figura 4.20 – irradianza solare nel mese di Gennaio a Roma

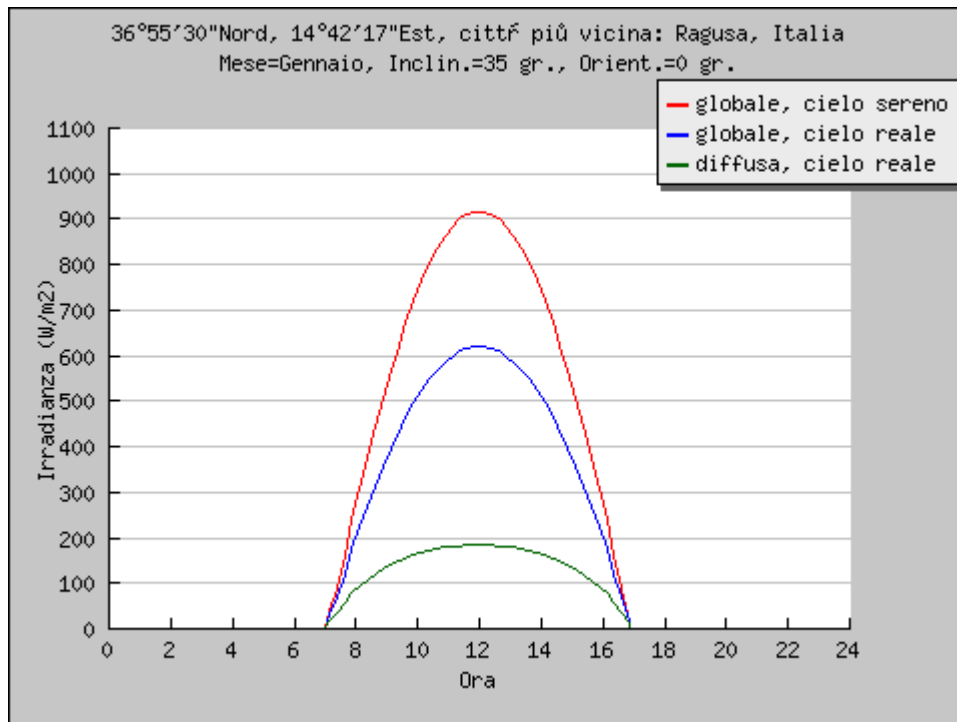


Figura 4.21 – irradianza solare nel mese di Gennaio a Ragusa

Ulteriore conferma di quanto affermato è fornita dalla norma UNI 10349 che nel prospetto VIII riporta i valori medi mensili della radiazione giornaliera diffusa. In tabella 4.5 sono riportati i dati relativi alla città di Pavia, Aosta, Sondrio e Bolzano.

| Località | Latitudine | Longitudine | Novembre [kWh/m ² d] | Dicembre [kWh/m ² d] | Gennaio [kWh/m ² d] |
|----------|------------|-------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| Pavia | 45°11' N | 09°09' E | 0,5 | 0,3 | 0,4 |
| Aosta | 45°44' N | 07°18' E | 1,0 | 0,8 | 0,8 |
| Sondrio | 46°10' N | 09°52' E | 1,2 | 0,8 | 0,9 |
| Bolzano | 46°29' N | 11°21' E | 0,7 | 0,5 | 0,6 |

Tabella 4.5: Valori medi mensili di irradiazione solare giornaliera diffusa

Va comunque specificato che, benché, per quanto finora affermato il potenziale solare non è uguale in tutte le località, le differenze in termini di disponibilità territoriale sono sicuramente meno marcate rispetto alla disomogeneità di distribuzione di altri fonti energetiche (sia fossili che rinnovabili).

4.5 IDROGENO E SOLE, UN BINOMIO POTENZIALMENTE VINCENTE

Abbiamo già visto che l'idrogeno è un combustibile che:

- ✓ consente di contenere le concentrazioni inquinanti solo a livello locale;
- ✓ non è una fonte di energia primaria, ma occorre produrlo con spesa energetica;
- ✓ genera, all'atto della produzione, un impatto ambientale non nullo e dipendente dal tipo di sorgente energetica impiegata.

D'altronde, stante l'attuale livello di conoscenze tecnologiche, nel ciclo integrato produzione-impiego, l'utilizzo di idrogeno mediamente non genera benefici ambientali a livello globale; addirittura, se l'idrogeno fosse prodotto quasi esclusivamente con fonti di tipo tradizionale, potrebbe determinarsi un incremento del fabbisogno energetico mondiale, contribuendo ad aggravare ulteriormente il problema del riscaldamento globale. Pertanto, è evidente che, perché possa decollare una vera economia all'idrogeno, occorre poterlo produrre utilizzando una fonte energetica non inquinante, abbondante e potenzialmente economica. L'unica possibile soluzione al momento sembra costituita dall'energia solare.

In generale, comunque, l'idrogeno può essere prodotto dal sole:

- ✓ per via termica
- ✓ per via termochimica;
- ✓ per elettrolisi alimentata da corrente generata da energia solare.

Ognuna delle suddette strade sarà esplorata nei capitoli successivi.

CAPITOLO 5

TERMOLISI DIRETTA DELL'ACQUA

**5.1 Caratteristiche generali e
schema di principio di un impianto**

**5.2 Calcolo del fabbisogno termico
e valutazione dell'efficienza**

**5.3 Valutazione dell'efficienza: la
superficie di captazione**

5 TERMOLISI DIRETTA DELL'ACQUA

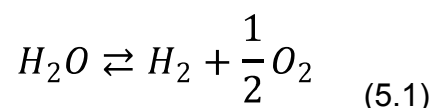
5.1 CARATTERISTICHE GENERALI E SCHEMA DI PRINCIPIO DI UN IMPIANTO

Il processo di decomposizione diretta dell'acqua nei suoi componenti, che si osserva portando il vapore a temperature superiori ai 2000K, è ciò che viene comunemente indicato con il termine di termolisi diretta. La realizzazione della termolisi per via solare, ossia il raggiungimento delle temperature necessarie alla scissione della molecola d'acqua mediante sfruttamento dell'energia termica fornita dal Sole, rappresenterebbe, in teoria, il processo "ideale" di produzione dell'idrogeno, sia per la disponibilità della materia prima impiegata (acqua) che per le emissioni nulle di CO₂. In pratica, però, le notevoli dimensioni e gli elevati costi richiesti da un impianto-prototipo che raggiunga temperature elevatissime fa sì che ad oggi esistano pochissime applicazioni in cui la termolisi "diretta" dell'acqua per via solare (a concentrazione) sia stata effettivamente realizzata sperimentalmente.

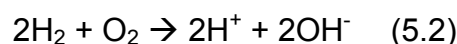
L'individuazione di tecniche per la separazione, a valle della dissociazione, dell'idrogeno dal resto della miscela, l'analisi di materiali resistenti a temperature elevatissime quali quelle in gioco, il dimensionamento di un ricevitore-fornace solare che approssimi al meglio una "cavità schematizzabile come corpo nero" (per massimizzare il calore fornito al fluido termovettore), la configurazione ottica degli elementi riflettenti dell'impianto rappresentano

sicuramente alcuni dei principali spunti di studio che offre la tecnologia analizzata in questo paragrafo. In particolare, la sperimentazione su tecnologie volte alla separazione dell'idrogeno dalla miscela "dissociata" (una delle principali difficoltà attualmente riscontrate nella effettiva realizzazione di un processo di termolisi diretta dell'acqua), è oggetto di studio fin dagli anni '80. In questo capitolo, dando per scontato di poter separare l'idrogeno dalla miscela dissociata, nel tentativo di capire se, con l'attuale livello di sviluppo tecnologico, effettivamente valga la pena continuare a studiare la termolisi diretta per via solare si è valutata la convenienza energetica di un processo di scissione diretta dell'acqua mediante un sistema solare a concentrazione.

Come già richiamato, scelto un sistema di raccolta solare, concentrando il flusso radiativo nel ricevitore contenente acqua si potrà osservare che il vapore, riscaldato prevalentemente per effetto radiativo, al di sopra dei 2000K inizierà parzialmente a dissociarsi in idrogeno ed ossigeno, trasformando l'originaria corrente monofase, in una miscela a tre componenti:



A temperature ancora maggiori, in aggiunta all'acqua, all'ossigeno e all'idrogeno molecolari iniziano a formarsi altri due componenti secondo la reazione (5.2):



Nel caso in esame ipotizzeremo che il prelievo dell'idrogeno molecolare, formatosi con la scissione termica, venga effettuato prima che si possano osservare le dissociazioni dell'idrogeno e dell'ossigeno molecolari e analizzeremo, pertanto, il caso descritto dalla reazione (5.1). Invero, come evidente dalla figura 5.1, a temperature al di sotto dei 2500K, le percentuali in massa di idrogeno ed ossigeno sono estremamente modeste ma crescono rapidamente con la temperatura passando da uno 0,60% a 2000K al 4,30% a 2500K, in condizioni di pressione atmosferica.

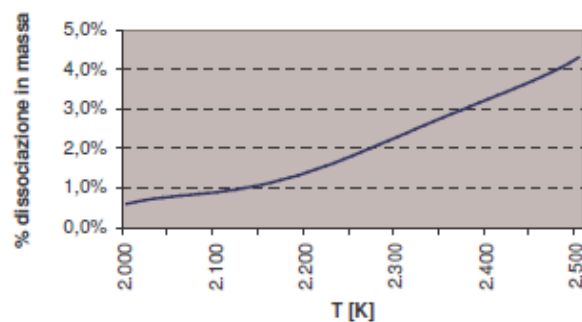


Figura 5.1 - Dissociazione dell'acqua ($p=0,1013$ MPa)

Per valutare la convenienza energetica, calcoleremo nel prosieguo il massimo rendimento ottenibile con uno schema di impianto come quello ipotizzato in figura 5.2.

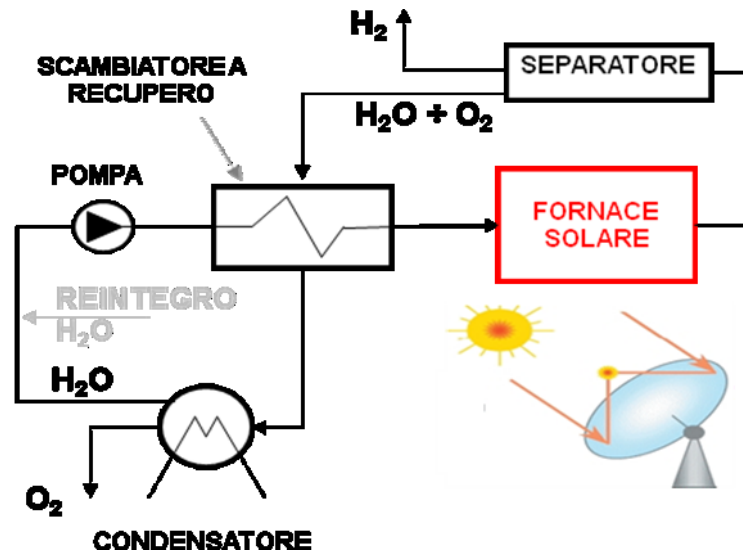


Figura 5.2: schema concettuale di impianto solare a concentrazione per termolisi diretta

Nello schema di impianto ipotizzato, l'acqua viene surriscaldata in fornace, mediante l'utilizzo di radiazione solare concentrata, a temperature superiori ai 2000K; l'idrogeno formatosi a valle della dissociazione viene quindi immediatamente separato e la miscela residua (prevalentemente costituita da acqua e solo in piccolissima parte da ossigeno) inviata ad uno scambiatore di calore (per preriscaldare l'acqua da inviare in fornace); quindi, previa condensazione per ottenere la separazione dell'ossigeno, torna in fornace, dopo essere stata preriscaldata e vaporizzata nello scambiatore.

Al fine di valutare il massimo rendimento ottenibile verranno effettuate le seguenti ipotesi:

- ✓ rapporto di concentrazione infinito della radiazione solare;
- ✓ rendimento di riflessione delle superfici captanti unitario;

- ✓ rendimento unitario della trasmissione del calore radiativo in fornace (quindi assorbimento unitario in fornace);
- ✓ trascurabilità dell'energia assorbita dagli ausiliari (le uniche spese energetiche considerate saranno quelle necessarie all'innalzamento della temperatura del fluido in fornace e alla conseguente dissociazione chimica);
- ✓ trascurabilità dell'energia eventualmente richiesta nella separazione dell'idrogeno dalla miscela dissociata in fornace;
- ✓ irradianza solare media 947 W/m^2 , pari al 70% della costante solare G (1.353 W/m^2).

Le ipotesi effettuate sono assolutamente teoriche e ci porteranno, pertanto, ad un valore dell'efficienza che, verosimilmente, si discosterà da quello reale di almeno un ordine di grandezza.

Per chiarire meglio questo concetto, calcoliamo, a titolo di esempio, il numero di ore di funzionamento della fornace nell'ipotesi di irradianza ipotizzata. Mediante elaborazione dei dati forniti dalla jrc european commission¹¹ si può determinare che l'irradianza globale, con un sistema di collettori solari montati su struttura di inseguimento solare a due assi (e quindi posizionati sempre secondo l'angolo ottimale di raccolta) in condizioni di cielo terso, nel sito di Roma (città in posizione baricentrica, in termini di latitudine in Italia: $41^{\circ}53'53''\text{Nord}$), raggiunge i 947 W/m^2 ipotizzati per circa 1.470 h/anno ossia per circa il 17% del totale di ore annue, che arrivano a 2.193 h/anno a Ragusa (25% del totale di ore

¹¹ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>

annuo), capoluogo di provincia italiano con latitudine più bassa (36°55'30"Nord). D'altra parte per ottenere un valore realistico occorre "correggere" i numeri di ore ottenuti considerando che in condizioni reali di funzionamento, vi potranno essere condizioni meteorologiche non favorevoli (quindi cielo non terso); analizzando quindi i valori mensili in condizioni "reali" e di "cielo sereno" forniti, ancora una volta, dalla jrc european commission per i due siti si calcola che a Roma si avrà il 63% di ore di cielo sereno contro il 73% di Ragusa. In definitiva, con la richiamata correzione, si determina che la fornace lavorerebbe, nelle ipotesi considerate, per circa 930 ore annue a Roma (pari al 10.6% del totale annuo) e per circa 1600 ore annue a Ragusa (pari al 18.3%), con evidenti notevoli ripercussioni sul rendimento dell'impianto ipotizzato.

D'altra parte ancor meno realistiche risultano le ipotesi di rapporti di concentrazione infiniti della radiazione solare (che porterebbero, se fossero raggiungibili, al collasso dei materiali), così come l'ipotesi di assorbimento unitario in fornace o ancora l'assenza di energia assorbita dai componenti del processo diversi dalla fornace e di quella eventualmente impiegata per la separazione dell'idrogeno dalla miscela dissociata.

5.2 CALCOLO DEL FABBISOGNO TERMICO E VALUTAZIONE DELL'EFFICIENZA

La fornace solare individua un volume di “idonee” dimensioni in cui viene somministrato al vapore il calore necessario per il riscaldamento e la dissociazione. La fornace è caratterizzata da due aperture per il transito del fluido ed almeno una luce per l'ingresso della radiazione solare. Il numero di luci necessario e l'estensione di ognuna andrà dimensionato in funzione di considerazioni di natura energetica e tecnologica. Rapporti di concentrazione¹² troppo elevati, ad esempio, pur favorendo il processo di dissociazione, grazie alla maggiore quantità di calore inviata al fluido in fornace, possono indurre problemi di resistenza nei materiali per effetto degli elevatissimi flussi termici dovuti alla concentrazione della radiazione solare su zone di superficie limitata; al di sopra di opportuni limiti, perciò, sarà necessario distribuire la radiazione concentrata su una zona più ampia per evitare il “cedimento” dei materiali (inteso non solo in termini di resistenza del materiale stesso ma anche in termini di decadimento delle prestazioni). D'altra parte le luci di apertura sulla fornace rappresentano una via di ingresso per la radiazione proveniente dal Sole ma anche una via di uscita per il calore presente all'interno della fornace e quindi, il dimensionamento della loro ampiezza dovrà essere effettuato in maniera tale da minimizzare le perdite radiative verso l'esterno. L'estensione delle zone di ingresso sarà pertanto un compromesso tra il rispetto dei limiti tecnologici dei materiali, che richiedono una maggiore area di raccolta, e la necessità di ridurre le perdite di calore verso l'esterno.

12 Si definisce rapporto di concentrazione il rapporto tra la superficie di captazione e la superficie della luce

Da quanto affermato, quindi, è evidente che risulta fondamentale che la superficie totale trasparente sia trascurabile rispetto all'estensione complessiva delle superfici emmissive, cosicché queste ultime emettano in direzione delle prime secondo un fattore di vista il più piccolo possibile e prossimo allo zero. Ne discende che quando le luci sono attraversate da grandi flussi termici, le dimensioni interne della fornace non possono essere oltremodo contenute, salvo accettare consistenti perdite radiative verso l'esterno. Supponendo quindi di avere una fornace di forma cilindrica dotata di una sola luce, di forma simil quadrata, disposta come in figura 5.3, si può calcolare che, indicati con A il lato della luce, D il diametro della fornace, L la lunghezza del cilindro, ponendo $D > 4A$ e $L > 10A$, le sezioni di ingresso e di uscita del fluido evolvente sono approssimabili a superfici poste a distanza infinita e l'estensione della luce è di due ordini di grandezza più piccola della superficie totale non trasparente: dunque, se all'interno della fornace vi fosse un gas trasparente le perdite radiative verso l'esterno sarebbero pressoché nulle e la fornace sarebbe perfettamente schematizzabile come corpo nero.

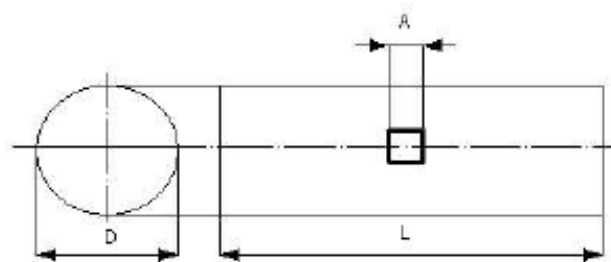


Figura 5.3: schema della fornace

Nel caso specifico, ciò non è rigorosamente vero perché l' H_2O (specie predominante in fornace) non è trasparente; pertanto, una buona parte della

radiazione solare in ingresso, è assorbita dagli ammassi di molecole più vicine alla luce e, quindi, riemessa in tutte le direzioni, indirizzandosi in parte verso la vicina luce, percorrendola dall'interno verso l'esterno. Certamente, una stima approfondita delle perdite radiative può essere eseguita solamente mediante accurati processi di simulazione numerica. E', però, ragionevole attendersi che, nelle ipotesi geometriche effettuate, la radiazione dispersa dalla fornace sia ben poca cosa rispetto a quanto entra: ciò è tanto più vero, quanto più sono piccole le luci rispetto alle dimensioni interne della fornace; in questo caso, infatti, il fenomeno di assorbimento e riemissione è limitato ai piccoli ammassi di molecole di H₂O presenti in fornace nella vicinanze della luce. L'assunzione di perdite radiative nulle, dunque, semplifica enormemente il problema, senza introdurre errori numerici particolarmente consistenti.

Trascurando il contributo energetico della pompa di circolazione/alimento (ben poca cosa trattandosi di una pompa che elabora un liquido monofase), tutto l'input energetico esterno proviene dal Sole. Si assuma che tutti i componenti dell'impianto siano perfettamente coibentati e che l'estensione superficiale della luce di fornace sia trascurabile rispetto alla superficie interna totale, cosicché le dispersioni termiche per irraggiamento e convezione siano nulle in tutto l'impianto.

Per effettuare la valutazione dell'efficienza del sistema considerato, consideriamo il riscaldamento e la dissociazione completamente disaccoppiati. Nella realtà, invece, i due fenomeni si sovrappongono in quanto la dissociazione avanza progressivamente con il riscaldamento. Pur tuttavia, essendo l'entalpia una variabile di stato, l'ipotesi di disaccoppiamento da un

punto di vista puramente energetico è del tutto legittima. Dunque, nei calcoli che seguiranno si presupporrà che inizialmente l'energia termica somministrata in fornace dia luogo al solo riscaldamento della miscela e, successivamente, a temperatura costante, alla reazione di dissociazione. In quest'ipotesi, è possibile scindere l'energia termica somministrata in fornace in due aliquote: il *fabbisogno energetico di riscaldamento*, necessario a realizzare il solo incremento di temperatura, e il *fabbisogno energetico dissociativo*, ossia l'energia assorbita dalla reazione di dissociazione. Risultando, inoltre, in condizioni di pressione atmosferica (che è quella a cui faremo riferimento, coerentemente con la Figura 5.1), la dissociazione dell'acqua apprezzabile solo per valori di temperatura superiore ai 2.000 K, focalizzeremo la nostra attenzione all'intervallo di temperatura [2.000, 2.500] K.

Per valutare i fabbisogni energetici, dissociativi e di riscaldamento, supponiamo assegnata la portata oraria di idrogeno (\dot{m}_{H_2}) che deve produrre l'impianto; a partire da questa sarà possibile calcolare, in funzione della percentuale di dissociazione ($\%_d$), per ogni livello di temperatura (Figura 5.1), la portata di ossigeno prodotta nella reazione (\dot{m}_{O_2}), la portata di acqua dissociata (\dot{m}_d), la portata di acqua non dissociata (\dot{m}_{nd}) e la somma delle due (\dot{m}_{tot}).

Dalla reazione di dissociazione dell'acqua è evidente che il rapporto tra il numero di moli dell'idrogeno e il numero di moli dell'ossigeno è pari a 2 ($n_{H_2} = 2n_{O_2}$); ricordando che il numero di moli di una sostanza è pari al rapporto tra la massa della stessa e la sua massa molecolare ($n = m/M$) si possono calcolare le portate orarie in gioco:

$$m_{O_2} = \frac{m_{H_2}}{2} \cdot \frac{M_{O_2}}{M_{H_2}}$$

$$m_d = m_{H_2} + m_{O_2}$$

$$m_{nd} = \frac{1 - \%_d}{\%_d} m_d$$

$$m_{tot} = m_d + m_{nd}$$

Note le portate, passiamo quindi al calcolo dell'energia termica di riscaldamento. Come evidente dallo schema di impianto, l'acqua che entra in fornace è già dotata di un consistente contenuto entalpico; infatti, il fluido diretto in fornace preliminarmente passa nello scambiatore di calore a recupero dal lato del fluido freddo e, qui, si preriscalda a spese del calore ceduto dalla miscela binaria di H₂O ed O₂ che fuoriesce dal separatore. Lo scambiatore a recupero è molto importante da un punto di vista energetico: infatti, più alta è la temperatura del fluido freddo in uscita dallo scambiatore, minore sarà il fabbisogno di energia di riscaldamento. Indicato con η il rendimento dello scambiatore a recupero, parametro che ci consente di valutare il contenuto entalpico in ingresso dal lato del fluido caldo (miscela binaria di H₂O ed O₂ in uscita dalla fornace) "recuperabile", siamo in grado di calcolare il calore da somministrare in fornace (pari al calore necessario a riscaldare tutta la miscela decurtato dell'aliquota recuperabile nello scambiatore), ovvero:

$$Q_r = (\dot{m}_d + \dot{m}_{nd}) h_{H_2O} \Big|_{T_{rif}}^{T_u} - \eta_{sc} \left(\dot{m}_{nd} h_{H_2O} \Big|_{T_{rif}}^{T_u} + \dot{m}_{O_2} h_{O_2} \Big|_{T_{rif}}^{T_u} \right)$$

I pedici “d” e “nd”, già richiamati, indicano, rispettivamente, le frazioni di vapore dissociate e non, mentre i pedici “u” e “rif” indicano gli stati termodinamici di uscita dalla fornace e di riferimento.

Si supponga ora di voler ottenere una portata di idrogeno nominale (ovvero mediata sulle ore di effettivo funzionamento dell’impianto) pari ad 1 kg/h di H₂ (l’equivalente termico di circa 3 kg/h di gasolio); utilizzando le relazioni richiamate e, note le entalpie di H₂, O₂, H₂O riportate in tabella 5.1, si ottengono i valori di calore da somministrare in fornace per riscaldare la miscela in corrispondenza di ciascun livello termico nell’intervallo di temperatura considerato:

| T [K] | % _d | h _{H2} [kJ/kg] | h _{O2} [kJ/kg] | h _{H2O} [kJ/kg] | Q _r [MJ/kg _{H2}] |
|----------|----------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|--|
| 2000 | 0.60% | 26595 | 1873 | 6588 | 3979,39 |
| 2100 | 0.90% | 28313 | 1993 | 6874 | 2777,16 |
| 2200 | 1.40% | 30025 | 2114 | 7163 | 1870,45 |
| 2300 | 2.30% | 31752 | 2234 | 7456 | 1196,57 |
| 2400 | 3.25% | 33505 | 2353 | 7751 | 889,14 |
| 2500 | 4.30% | 35300 | 2473 | 8048 | 705,38 |

Tabella 5.1: entalpie e perdite in funzione di T (Trif=0°C, produzione: 1 kg/h di H2)

I valori di Q_r calcolati ci forniscono, per ogni livello termico, il calore non utilmente impiegabile e, quindi, le perdite del sistema. Come si può facilmente notare, al crescere della temperatura, pur aumentando i valori delle entalpie in gioco e la percentuale di massa dissociata, si registra una diminuzione della

energia necessaria al riscaldamento della miscela, per effetto della riduzione della massa non dissociata (in termini numerici, la minor quantità di massa non dissociata a cui somministrare calore “pesa” di più della maggior quantità di massa dissociata da riscaldare).

Per valutare il fabbisogno energetico totale, a questo punto, risulta necessario determinare l'energia di dissociazione. Il calore di formazione necessario per alimentare la reazione endotermica di dissociazione dell'H₂O in fase gassosa, alle temperature assegnate sarà pari a:

$$Q_d = \dot{m}_{H_2} \Delta h_d$$

In condizioni standard (T=298K, p=1,013 MPa), l'energia di dissociazione dell'acqua in fase gassosa è pari a 241,818 MJ/kmole; ad alta temperatura, però, tale valore deve essere opportunamente corretto, tenendo conto della variazione delle capacità entalpiche tra reagenti e prodotti di reazione. In tabella 5.2, sono riportati i valori del calore di dissociazione ai vari livelli di temperatura, nell'intervallo di interesse:

| T [K] | Q _d [MJ/kg _{H₂}] |
|----------|---|
| 2000 | 138,62 |
| 2100 | 138,52 |
| 2200 | 138,44 |
| 2300 | 138,39 |
| 2400 | 138,34 |
| 2500 | 138,26 |

**Tabella 5.2: fabbisogno energetico di dissociazione
in funzione di T (produzione: 1 kg/h di H₂)**

Dai valori riportati è evidente che, coerentemente con la schematizzazione di gas perfetto assumibile oltre i 2000K per il vapor d'acqua, oltre che per H₂ ed O₂, Δ_i è sostanzialmente costante nell'intervallo di temperatura di interesse. Sommando i fabbisogni energetici calcolati, si ottiene, in definitiva, il fabbisogno energetico totale.

| T [K] | Q _r [MJ/kg _{H2}] | Q _d [MJ/kg _{H2}] | Q _{tot} [MJ/kg _{H2}] |
|----------|--|--|--|
| 2000 | 3979,39 | 138,62 | 4118,02 |
| 2100 | 2777,16 | 138,52 | 2915,67 |
| 2200 | 1870,45 | 138,44 | 2008,88 |
| 2300 | 1196,57 | 138,39 | 1334,95 |
| 2400 | 889,14 | 138,34 | 1027,48 |
| 2500 | 705,38 | 138,26 | 843,64 |

*Tabella 5.3: fabbisogno energetico della termolisi
in funzione di T (produzione: 1 kg/h di H₂)*

Come si evince dai valori ottenuti, all'aumentare della temperatura da 2000K a 2500K, a parità di "recupero" nello scambiatore (in termini percentuali) si ottiene una riduzione di circa un quinto del calore da fornire in fornace.

Nota la spesa energetica per produrre la portata di idrogeno desiderata (nelle ipotesi effettuate 1 kg/h di H₂) possiamo facilmente valutare l'efficienza del processo. In termini energetici, 1 kg di H₂ vale quanto il suo potere calorifico superiore, ossia 143 MJ/kg e, pertanto, rapportando tale quantità a Q_{tot} otteniamo, per ogni livello termico, l'efficienza del processo:

| T [K] | η |
|----------|--------|
| 2000 | 3.6% |
| 2100 | 5.1% |
| 2200 | 7.6% |
| 2300 | 12.0% |
| 2400 | 16.1% |
| 2500 | 20.3% |

*Tabella 5.4: efficienza della termolisi
in funzione di T (produzione: 1 kg/h di H₂)*

Tra le ipotesi effettuate, per semplicità, abbiamo ipotizzato che la miscela binaria in uscita dallo scambiatore a recupero sia in condizioni di vapore surriscaldato. In questo caso, per continuare ad alimentare la reazione di dissociazione è necessario provvedere alla condensazione dell'acqua così da poter rimuovere comodamente l'O₂, prima di inviare nuovamente la miscela in fornace. In altri termini, tra l'uscita del fluido caldo e l'ingresso del freddo occorre interporre un condensatore che ha il compito di scaricare al di fuori del sistema una considerevole quantità di calore con evidenti ripercussioni sul rendimento del processo globale. Nelle ipotesi fatte l'efficienza del processo di produzione dell'idrogeno dipende fortemente dalla capacità di recupero energetico dello scambiatore a valle del separatore. Infatti, il grado di efficienza del recupero termico, determinando la temperatura della miscela binaria in uscita dallo scambiatore a recupero, limita il calore utilmente trasferibile al fluido freddo. In ultima analisi, dunque, il rendimento dell'intero processo di produzione dipende fortemente dalla bontà del recupero termico.

D'altra parte migliorare il recupero nello scambiatore, portandolo a valori superiori al 60% ipotizzato, non è semplice; si tratta, invero, di uno scambiatore che deve operare in un campo di temperatura molto elevato in cui non esiste

un'esperienza consolidata che ci consenta di affermare, a cuor leggero, che sia possibile ottenere migliori rendimenti di scambio termico.

Inoltre occorre considerare che, per effetto delle perdite di carico, il fluido freddo vaporizza seguendo un'isobara che è a pressione maggiore rispetto all'isobara di condensazione del fluido caldo; conseguentemente il fluido caldo condensa ad una temperatura più bassa rispetto alla temperatura a cui vaporizza il fluido freddo. Per effetto di questo gradiente termico sfavorevole non è possibile sfruttare il calore di condensazione dal fluido caldo per cederlo al fluido in fase di vaporizzazione. Pertanto il fluido caldo deve uscire dallo scambiatore di calore ad una temperatura superiore alla temperatura di arresto termico del fluido freddo che sta vaporizzando. Poiché il fluido caldo all'uscita dallo scambiatore di calore a recupero passa per il condensatore, il calore latente di condensazione viene scaricato all'esterno. Sulla base di queste considerazioni è ragionevole ritenere che è ben difficile spingersi oltre il 60%.

Come indicato nel precedente paragrafo, le ipotesi effettuate, teoriche e ben lontane dal reale funzionamento del sistema, implicano che il rendimento ottenuto rappresenti un massimo teorico ed è plausibile stimare che il livello di efficienza reale sia di un ordine di grandezza inferiore rispetto a quello calcolato o più. D'altra parte i dati ottenuti sono confortati dall'esperienza sperimentale condotta alla fine degli anni '70 nei Pirenei con la fornace solare di Odeillo [26]. In definitiva, quindi, l'efficienza energetica di un processo di produzione dell'idrogeno dall'acqua per termolisi diretta mediante solare a concentrazione risulta estremamente bassa (pochi punti percentuali) e, comunque, inferiore rispetto ad altre tecniche (come l'elettrolisi dell'acqua da fonte fotovoltaica) a

parità di input energetico. Pertanto, all'attuale livello di sviluppo tecnologico, la scelta della termolisi diretta per via solare non si può ritenere giustificabile comportando costi di produzione superiori a tecniche già esistenti.

Volendo migliorare le prestazioni dell'intero processo, come precedentemente indicato, occorrerebbe lavorare sul recupero termico, con efficienze superiori al 60%, situazione non facilmente realizzabile allo stato attuale ovvero favorire la reazione di dissociazione mediante un incremento di temperatura o una riduzione di pressione (trattandosi di processo endotermico). Entrambe le strade, apparentemente percorribili dal punto di vista teorico, comportano notevoli difficoltà dal punto di vista progettuale e realizzativo soprattutto in termini di reperibilità di materiali che resistano, anche in termini di prestazioni, a maggiori sollecitazioni termomeccaniche a temperature così elevate. Essenzialmente per gli stessi limiti tecnologici è da scartare l'idea di utilizzare parti in movimento per favorire la dissociazione e la separazione dell'idrogeno dalla miscela in fornace.

In conclusione, allo stato attuale, soprattutto di sviluppo dei materiali, la produzione di idrogeno per termolisi diretta solare non si ritiene una strada tecnologicamente ed economicamente sostenibile.

5.3 VALUTAZIONE DELL'EFFICIENZA: LA SUPERFICIE DI CAPTAZIONE

Alla luce di quanto premesso, immaginiamo di effettuare le valutazioni per un impianto a singola riflessione, del tipo dish (superficie captante sferica e fornace solare nel suo fuoco), caratterizzato da uno dei più elevati rapporti di concentrazione tra le tipologie di collettori considerati.

Le dimensioni della superficie riflettente dipendono ovviamente dalla taglia dell'impianto, quindi dal fabbisogno energetico, e dalla irradiazione solare. Nelle ipotesi già effettuate nel precedente paragrafo (sia in termini di irradiazione solare media che di portata oraria di idrogeno prodotta), uguagliando le potenze radianti entranti a quelle uscenti, si ottiene l'estensione della superficie captante del collettore e il corrispondente diametro equivalente:

| T [K] | D [m] | S [m ²] |
|-----------------|-----------------|-------------------------------|
| 2000 | 39.2 | 1209 |
| 2100 | 33.0 | 856 |
| 2200 | 27.4 | 590 |
| 2300 | 22.3 | 392 |
| 2400 | 19.6 | 302 |
| 2500 | 17.8 | 248 |

Tabella 5.5: diametro e area equivalenti della superficie riflettente in funzione di T

Il calcolo dei diametri equivalenti, assolutamente teorico nelle ipotesi effettuate, ci fa comprendere come l'incremento della temperatura incida sulle dimensioni dell'impianto: l'innalzamento della temperatura a 2500K ci consente di utilizzare una superficie di raccolta solare pari al 20% di quella richiesta nel caso di

temperatura in fornace di 2000 K, con un considerevole risparmio sui sistemi di movimentazione dei collettori (che incidono in maniera significativa sul costo del campo solare) anche se con un incremento dei problemi e costi tecnologici legati ai materiali del ricevitore.

Va precisato che ad oggi vengono adoperati eliostati che superano i 100 m².

CAPITOLO 6

SCISSIONE TERMOCHIMICA DELL'ACQUA

**6.1 Premesse e definizione della
scissione termochimica**

**6.2 Il ciclo degli ossidi metallici e
delle ferriti miste**

6.3 Il ciclo zolfo-iodio

6 SCISSIONE TERMOCHIMICA DELL'ACQUA

6.1 PREMESSE E DEFINIZIONE DELLA SCISSIONE TERMOCHIMICA

Il processo di termolisi diretta, già descritto al capitolo 5, all'attuale livello di sviluppo tecnologico, non risulta facilmente realizzabile né competitivo con altre tecnologie, a causa, soprattutto, delle elevatissime temperature in gioco (dovremmo raggiungere almeno i 3000°C per avere livelli di resa accettabili). Come evidente dalla Figura 6.1 (stime effettuate dal Dipartimento di Biologia e Chimica dell'Università del Colorado), l'energia libera di Gibbs della termolisi diretta si azzerava, rendendo spontaneo il processo di dissociazione, a partire dai 4300K, temperatura non gestibile con i reattori e i materiali al momento noti.

Alla luce di queste considerazioni, in un cospicuo numero di laboratori, si sta sperimentando la possibilità di favorire il processo di dissociazione termica dell'acqua abbassandone le temperature, mediante l'utilizzo di sostanze chimiche intermedie che fungano da catalizzatori. La termolisi indiretta dell'acqua, anche nota come scissione termochimica, è attualmente in fase di ricerca e sviluppo negli USA (presso la General Atomic e il Sandia), in Germania (DLR), Francia (CEA), Spagna (CIEMAT), Giappone (JAEA), Corea (KAERI), Cina (Università di Pechino) e Italia (ENEA).

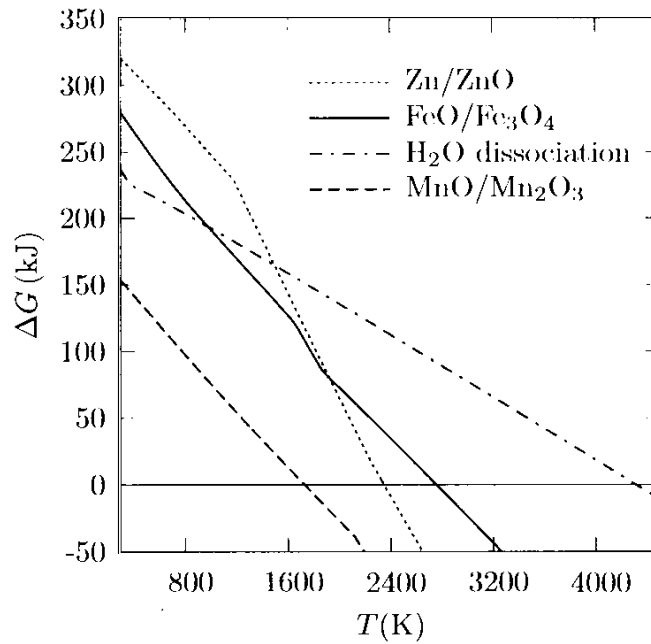


Figura 6.1: energia libera di Gibbs per la termolisi diretta, e per i tre cicli Zn/ZnO, FeO/Fe₃O₄, MnO/Mn₂O₃

In particolare, la scissione termochimica dell'acqua in idrogeno ed ossigeno viene realizzata mediante una sequenza di reazioni chimiche che consumano e generano sempre le stesse sostanze (cicli) dando come risultato "netto" il solo consumo di acqua e la produzione di idrogeno ed ossigeno, a spese di calore a temperature generalmente comprese tra 800°C e 2000°C. Dalla fine degli anni '70 ad oggi, sono stati analizzati più di duecento cicli termochimici di produzione dell'idrogeno, ma attualmente l'attenzione è focalizzata solo su pochi cicli che, meglio degli altri, si prestano all'abbinamento con energia termica proveniente dalla fonte solare. Prima di analizzare in maggiore dettaglio tali cicli, va precisato che ad oggi lo studio della termolisi indiretta è ancora in fase sperimentale di laboratorio e non esistono impianti ingegnerizzati né ottimizzati sulla base di criteri di ottimizzazione del rendimento energetico.

I più promettenti cicli termochimici sono sinteticamente descritti nei prossimi paragrafi.

6.2 IL CICLO DEGLI OSSIDI METALLICI E DELLE FERRITI MISTE

Il ciclo degli ossidi metallici è caratterizzato da processi di interazione chimica di sostanze in fase gassosa, in continuo ricircolo, in materiali solidi, generalmente idonei all'assorbimento e all'accumulo termico.

Concettualmente, un ciclo basato sull'utilizzo degli ossidi metallici si può considerare costituito da due reazioni chimiche; la prima, endotermica, in cui si realizza la rigenerazione dell'ossido metallico e la produzione di ossigeno, la seconda, esotermica, in cui l'ossido (rigenerato) reagisce con l'acqua dando luogo alla formazione di idrogeno gassoso.

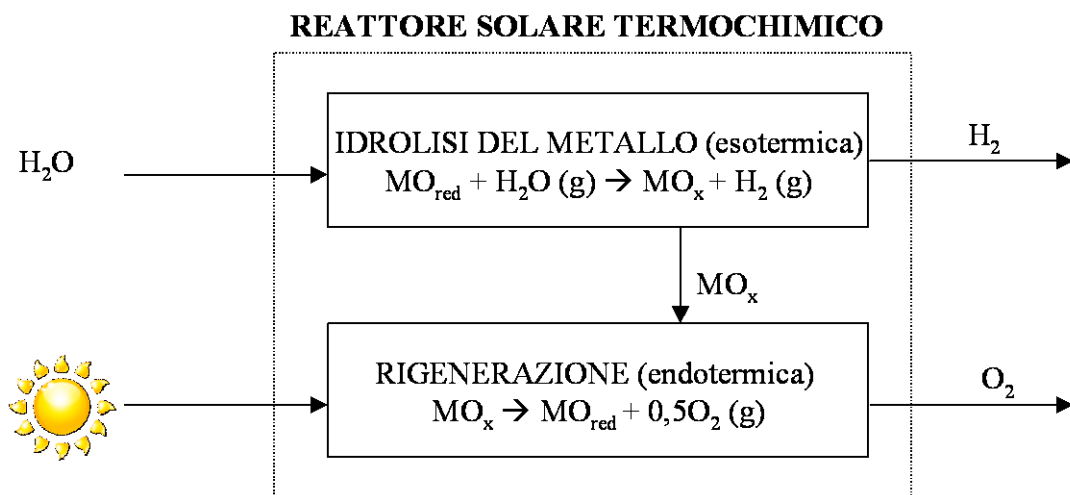
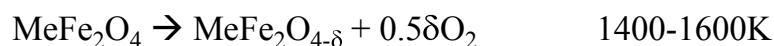
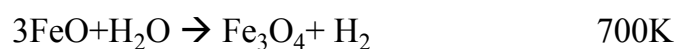
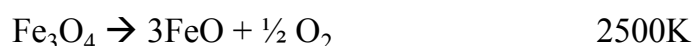
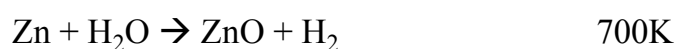


Figura 6.2: schema concettuale di reattore solare per la realizzazione di scissione termochimica

Tra le numerose coppie di ossidi proposte e sperimentate, ad oggi risultano particolarmente studiate le coppie FeO/Fe₃O₄ e le ferriti miste di Mn, Zn. Come evidente dalla Figura 6.1, per tutte queste sostanze la temperatura a cui si annulla l'energia libera di Gibbs è nettamente inferiore a quella caratteristica di un processo di termolisi diretta (2750K per FeO/Fe₃O₄, 2350K per Zn/ZnO, 1750K per MnO/Mn₂O₃ contro i 4300K della termolisi diretta). Alcune delle sostanze adoperate, con relative reazioni chimiche e indicazione di temperatura, sono di seguito riportate:



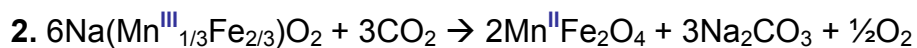
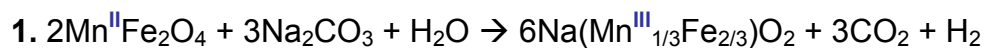
Me= Mn, Co, Ni, Zn

E' immediatamente evidente da quanto riportato che, mentre il ciclo rappresentato dal terzo set di reazioni chimiche, risulta il migliore dal punto di vista energetico e consente di operare a livelli di temperatura più bassi, il ciclo basato sull'utilizzo dello zinco (primo set di reazioni) risulta più semplice dal punto di vista delle sostanze adoperate ma richiede temperature più elevate.

In ogni caso, ancora una volta, come nel caso della termolisi diretta, possiamo notare che la principale criticità di tutti questi cicli risiede nell'alta temperatura

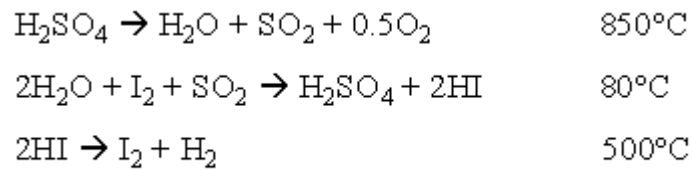
richiesta per innescare la reazione di rigenerazione dei reagenti; tale reazione, infatti, fortemente endotermica, diventa generalmente apprezzabile a temperature superiori ai 1400K ossia a valori termici che richiedono l'utilizzo di materiali non convenzionali per la fornace solare e quindi costi di produzione dell'idrogeno elevati e non competitivi con altre tecnologie come l'elettrolisi dell'acqua con energia elettrica ottenuta mediante fotovoltaico.

Il superamento del limite dell'alta temperatura ha costituito la principale spinta alla ricerca di materiali con reattività e possibilità di rigenerazione a temperature inferiori ai 1000°C, che ha portato ad ottenere i cosiddetti **cicli basati sulle ferriti miste**. Nell'ambito di questa ricerca vanno collocati i materiali composti costituiti da ferriti di manganese nanoparticellate (2-20 nm) e carbonato di sodio, ottenuti nei laboratori del Centro Ricerche Enea di Casaccia, che hanno mostrato reattività chimica stechiometrica a 750°C, ossia ad una temperatura che consente, almeno in linea teorica, di utilizzare materiali molto più economici per il reattore solare termochimico (che potrebbe, in corrispondenza di tali livelli termici, essere costruito anche con un acciaio martensitico ad alta resistenza, come l' AISI310). Di seguito le reazioni caratterizzanti il ciclo a ferriti miste:



6.3 IL CICLO ZOLFO-IODIO

Altro ciclo ritenuto particolarmente promettente soprattutto per le temperature di reazione, è il ciclo zolfo-iodio, di cui si riportano, di seguito, le reazioni.



Nella prima delle tre reazioni del ciclo, l'acido solforico si dissocia, endotermicamente, in acqua, biossido di zolfo e ossigeno; successivamente, in una reazione leggermente esotermica, il biossido di zolfo reagisce con acqua e iodio, rigenerando l'acido solforico e producendo acido iodidrico, decomposto, a sua volta, nell'ultima reazione (endotermica), in idrogeno e iodio.

Il bilancio netto delle tre reazioni descritte, consiste nella produzione di idrogeno ed ossigeno a spese di acqua ed energia termica ad alta temperatura; i composti dello zolfo e dello iodio rappresentano, invece, prodotti intermedi.

Come gli altri due cicli già descritti, anche il ciclo S-I non è ancora stato ingegnerizzato. Secondo uno studio di fattibilità tecnico-economico realizzato dall'ENEA, l'attuale costo di produzione dell'idrogeno mediante il ciclo S-I con impianto solare è di circa 5-6 volte superiore al costo dell'idrogeno prodotto con fonti fossili mediante tecnologie già mature (ad esempio il reforming con vapore del gas naturale); in particolare, il costo stimato è pari a 5-6 Euro/kg in ipotesi di impianto di capacità produttiva di 100ktep equivalenti. Va ovviamente precisato, come indicato nello stesso studio, che la forbice tra il prezzo di produzione per via tradizionale e quello per via solare termochimica è destinata a ridursi sia per effetto dell'abbattimento dei costi delle tecnologie solari (pari a circa i due terzi del costo di produzione calcolato), che per effetto dell'innalzamento del costo delle fonti fossili e quindi dei loro derivati.

CAPITOLO 7

ELETTROLISI DA FONTE SOLARE

7.1 La tecnologia fotovoltaica

7.2 Il solare a concentrazione

**7.3 Le finalità produttive
dell'elettrolisi da fonte solare**

**7.4 Binomio idrogeno-solare: limiti
di integrazione in rete**

7 ELETTROLISI DA FONTE SOLARE

Dopo aver verificato le difficoltà, per ora insormontabili, della termolisi diretta e le prospettive, per ora futuribili, dei cicli termochimici rimane da esaminare un'ultima opzione per ottenere l'idrogeno da fonte solare: l'elettrolisi alimentata da energia elettrica prodotta da impianti solari.

Quest'ultima strada costituisce sicuramente un'opzione più concreta per rendere l'idrogeno un vettore energetico veramente pulito ovvero "ad impatto ambientale nullo" lungo tutta la filiera che dalla produzione arriva al consumo. Ed infatti, prescindendo da considerazioni di carattere economico, la produzione di idrogeno con elettrolisi alimentata da impianti fotovoltaici è già un'opzione "matura" per raggiungere la completa autonomia energetica di isole, zone isolate e comunità a bassa intensità energetica. Addirittura, potendo beneficiare di incentivi di natura pubblica per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica, il risultato di completa autonomia energetica può essere conseguito anche con soddisfazione economica.

Indubbiamente, accoppiare la produzione di idrogeno alla fonte solare è un'idea affascinante perché proietta verso un modello di sviluppo che, almeno teoricamente, consentirebbe di soddisfare bisogni energetici "di qualunque natura e secondo il bisogno" senza generare inquinamento. Contemporaneamente, vengono così a cadere i limiti per cui:

- ✓ la produzione di idrogeno non può avvenire senza generare inquinamento (almeno utilizzando fonti non rinnovabili);

- ✓ la fonte solare, pur abbondante, non è regolabile a proprio piacimento (ma lo può diventare usando l'idrogeno come sistema di regolazione-accumulo).

In ogni caso non è tutto oro quel che luccica. Permangono, per esempio, i limiti legati agli attuali livelli di intensità energetica: infatti, la produzione di idrogeno per via solare (e fotovoltaica in particolare) non è facilmente estendibile su larga scala laddove gli spazi a disposizione sono limitati e, comunque, non può avvenire senza sacrificare enormi estensioni territoriali. D'altronde, per impieghi su larga scala non bisogna trascurare la necessità di dover procedere ad ammodernamenti o costruzioni ex novo delle reti infrastrutturali coinvolte nei processi di distribuzione ed erogazione agli utenti.

Ma al di là di problemi che in futuro si spera di risolvere anche grazie all'innovazione tecnologica, il risparmio energetico e la scelta di diverse priorità sociali (auspicabilmente più rispettose dell'uomo e dell'ambiente), l'elettrolisi dell'acqua con energia elettrica prodotta per via solare rappresenterebbe un segnale di un cambiamento epocale in quanto testimonierebbe che è possibile per l'umanità proiettarsi in una nuova dimensione in grado di coniugare lo sviluppo ed il rispetto dell'ambiente ovvero le ambizioni delle generazioni presenti ed i diritti di quelle future.

Ovviamente tutto quanto detto vale nell'ipotesi di riuscire a soddisfare una consistente fetta dei consumi energetici mondiali grazie al binomio idrogeno-solare. Dunque, occorre sicuramente gestire una transizione verso nuovi scenari energetici che prevedano una massiccia integrazione della risorsa idrogeno per alimentare i sistemi produttivi.

Nei prossimi paragrafi sarà fatta una panoramica circa le principali tecniche di produzione dell'energia solare e, in particolare, saranno esaminati potenzialità e limiti del binomio idrogeno-solare.

7.1 LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Gli impianti fotovoltaici sono in grado di trasformare, direttamente ed istantaneamente, energia solare in energia elettrica in corrente continua. Tali sistemi sfruttano l'effetto fotovoltaico, che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale semiconduttore salta nella banda di conduzione; questo passaggio, che avviene per effetto dell'assorbimento di un fotone dotato di sufficiente energia, consente agli elettroni che saltano nella banda di conduzione di acquisire maggiore libertà di movimento cosicché il semiconduttore che, in condizioni ordinarie non riesce a trasmettere corrente, allo stato eccitato diventa un buon conduttore. Quando un elettrone lascia la banda di valenza per saltare in quella di conduzione, nella prima si genera una lacuna che, in condizioni ordinarie, tende ad essere subito colmata da un elettrone che rientra dalla banda di conduzione: questa continua ricombinazione di elettroni e lacune genera calore, con limitati passaggi di corrente elettrica netta. Diversamente, in presenza di un opportuno campo elettrico di tipo permanente, si riesce ad impartire una direzione preferenziale al moto degli elettroni, sfavorendo le ricombinazioni dirette tra elettroni e lacune e favorendo la permanenza nella banda di conduzione di elettroni in grado di condurre corrente. Il nome semiconduttore esprime appunto la capacità del

materiale di essere un buon conduttore in determinate situazioni, un pessimo conduttore in altre.

Il materiale semiconduttore più diffuso in natura è il silicio. Tipicamente, nel caso del silicio, il campo elettrico permanente si ottiene sovrapponendo due strati drogati mediante l'inserimento su una faccia di atomi di boro (drogaggio "p") e sull'altra di piccole quantità di fosforo (drogaggio "n"). In questo modo, si genera un eccesso di carica positiva sulla faccia drogata con il boro ed un eccesso di carica negativa sulla faccia drogata con fosforo; in questo modo, si determina un campo elettrico permanente favorendo il movimento di elettroni verso la zona che subito un drogaggio di tipo "p".

Un cella fotovoltaica di dimensioni 100x100 mm, sottoposta ad un'irradiazione di 1.000W/m^2 alla temperatura di $25\text{ }^\circ\text{C}$ fornisce una corrente di 3 A, una tensione di 0,5 V ed una potenza di 1,5 W. Poiché la tensione restituita da una singola cella fotovoltaica è troppo bassa per le comuni applicazioni, occorre connettere più celle in serie, realizzando così un modulo; più moduli connessi in serie e/o in parallelo costituiscono il pannello fotovoltaico ovvero la più piccola unità commerciale disponibile per la vendita al dettaglio.

Un generatore fotovoltaico è un insieme di pannelli collegati in serie ed in parallelo in modo da ottenere i valori di tensione e potenza desiderati. Mettendo in serie più pannelli si eleva la tensione fino al valore desiderato, ottenendo una stringa; più stringhe in parallelo consentono di elevare la potenza installata. Un modulo in genere è composto da 36 celle, occupa circa $0,5\text{ m}^2$, può fornire fino a 50 W e produce circa 0,5-0,6 kWh/giorno alla latitudine di Napoli.

Il silicio solitamente utilizzato nelle celle fotovoltaiche può essere impiegato in forma monocristallina, policristallina e amorfa.

Il silicio monocristallino è ottenuto per crescita di silicio fuso da un unico cristallo; le celle ottenute con questo metodo arrivano ad avere un'efficienza di circa il 17-18%.

Il silicio policristallino è ottenuto da più cristalli e le celle da esso derivate hanno un'efficienza di circa il 13-14%.

Il silicio amorfo non presenta struttura cristallina; le celle realizzate con questo materiale, a fronte di un minor costo di produzione, offrono un rendimento più modesto intorno al 6-8%.

E' possibile fornire alcune indicazioni di massima della capacità produttiva di un impianto fotovoltaico: nella tabella 7.1 sono riportati i kWh elettrici generati da un campo fotovoltaico da 1 kW_p, distinguendo tra pannelli con silicio mono o policristallino e prevedendo tre diverse localizzazioni dell'impianto.

| Localizzazione dell'impianto | Produttività con silicio monocristallino [kWh/m ² anno] | Produttività con silicio policristallino [kWh/m ² anno] |
|------------------------------|---|---|
| NORD | 150 | 130 |
| CENTRO | 190 | 160 |
| SUD | 210 | 180 |

Tabella 7.1: kWh elettrici generati da un campo fotovoltaico da 1 kW_p

I principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso alla rete sono:

- ✓ il campo dei pannelli fotovoltaici;

- ✓ l'inverter che provvede a immettere in rete la corrente elettrica generata, dopo averla convertita in alternata;
- ✓ un quadro di protezione e controllo tra inverter e rete.

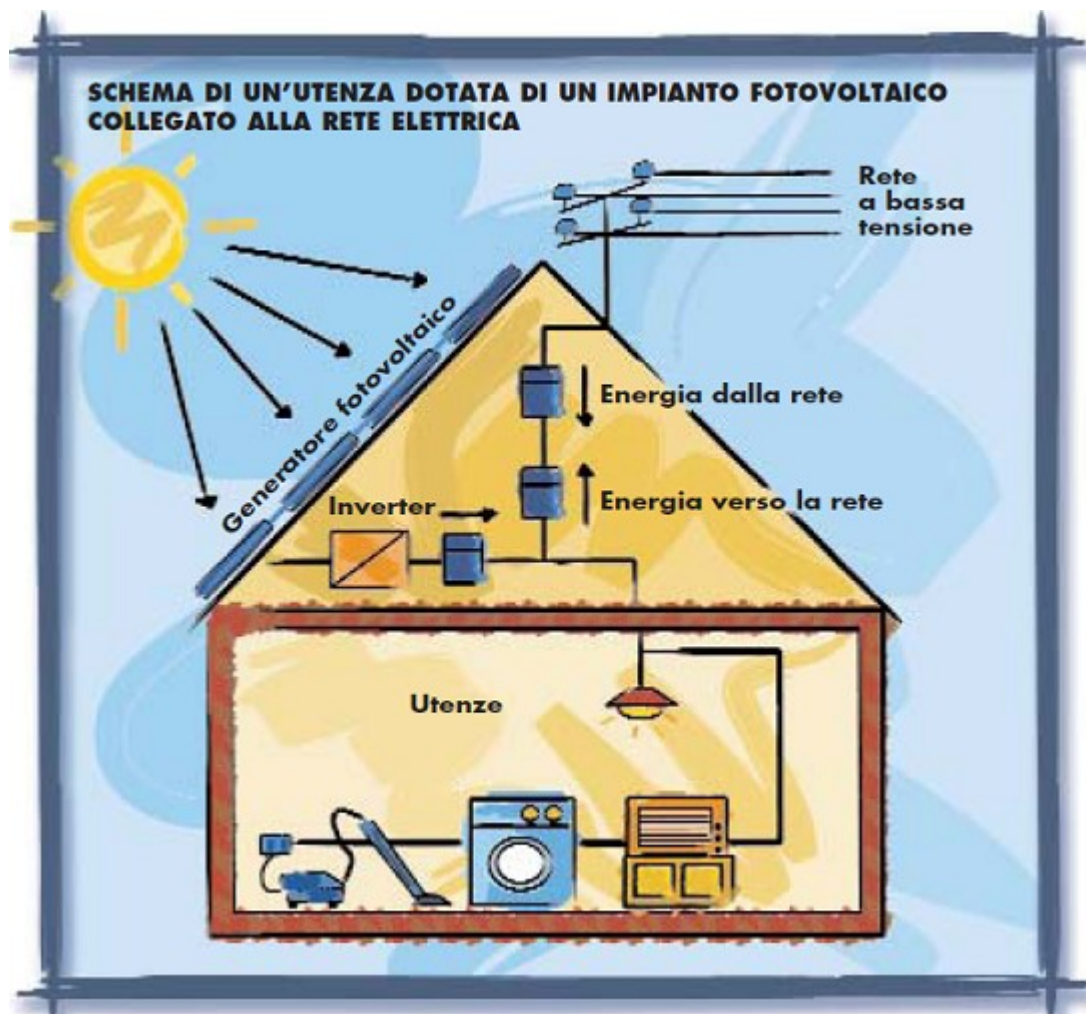


Figura 7.1

Il processo di conversione della radiazione solare in energia elettrica in corrente alternata avviene con rendimenti complessivi intorno al 6-12%.

In Italia, l'obiettivo nazionale di potenza nominale fotovoltaica cumulata da installare è stabilito in 3000 MW entro il 2016.

7.2 IL SOLARE A CONCENTRAZIONE

Un sistema a concentrazione solare, anche detto CSP (acronimo di Concentrated Solar Power), consente di convertire “la luce” proveniente dal Sole in energia termica; il tutto mediante concentrazione dei raggi solari riflessi da superfici riflettenti (collettori solari) su un ricevitore (fornace solare) in cui circola il cosiddetto fluido termovettore, ovvero quel fluido che assorbe calore e lo trasporta ad un sistema di accumulo o, direttamente, alla unità di utilizzo.

Quando l'unità di utilizzo è costituita da un sistema in cui, a spese del calore proveniente dal campo solare, vengono realizzati cicli termodinamici, si parla più specificamente di **solare termodinamico a concentrazione**. Tipicamente gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano energia termica proveniente dalla fonte solare, tramite un sistema CSP, sono proprio esempi di applicazione di solare termodinamico a concentrazione. Di solito, il funzionamento di un impianto di produzione di energia elettrica in accoppiamento ad un campo solare, prevede che il fluido termovettore (olio diatermico o sali fusi¹³), in uno scambiatore di calore, ceda energia termica ad acqua che, vaporizzata e surriscaldata, viene inviata ad una turbina a vapore (TV). All'interno della TV avviene, quindi, la fase di espansione che determina la generazione di energia meccanica e la successiva conversione in energia elettrica (EE), tramite un alternatore. Il ciclo termodinamico di riferimento è riportato in Figura 7.2, nel diagramma Ts, ed è noto come ciclo Hirn. Un esempio dello schema di funzionamento descritto è riportato in Figura 7.3.

¹³ Miscela di sali fusi costituita dal 60% di NaNO₃ e il 40% di KNO₃.

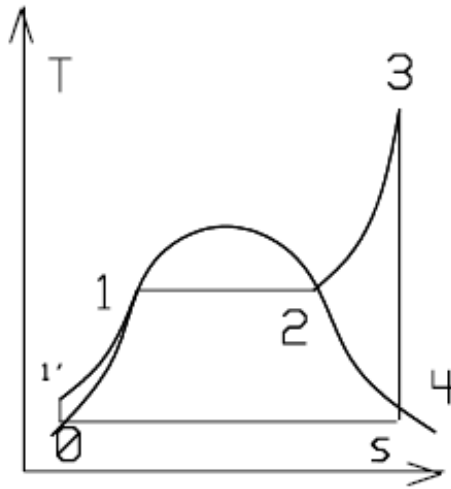


Figura 7.2: rappresentazione del ciclo Hirn nel piano Ts

Inoltre, vari gruppi di ricerca stanno valutando la possibilità di produrre vapore riscaldando l'acqua, da inviare in una turbina, direttamente nel campo solare ovvero evitando il passaggio intermedio in uno scambiatore di calore che funga da generatore di vapore. Lo schema concettuale di questa ipotesi di processo è riportato in Figura 7.4.

D'altra parte, è noto che gli impianti a vapore non sono facilmente regolabili e, pertanto, è necessario prevedere un sistema di accumulo al fine di garantire un più affidabile funzionamento di un impianto solare termodinamico a concentrazione per la produzione di EE. La progettazione del sistema di accumulo deve essere in grado di assicurare, con sufficiente probabilità e nei limiti di autonomia prestabiliti, la continuità del processo di produzione. Con i fluidi termovettori, fino ad oggi adoperati, si può verificare che la presenza del sistema di accumulo limita superiormente la temperatura a 350-450°C portando l'efficienza complessiva del processo a valori non superiori al 25%.

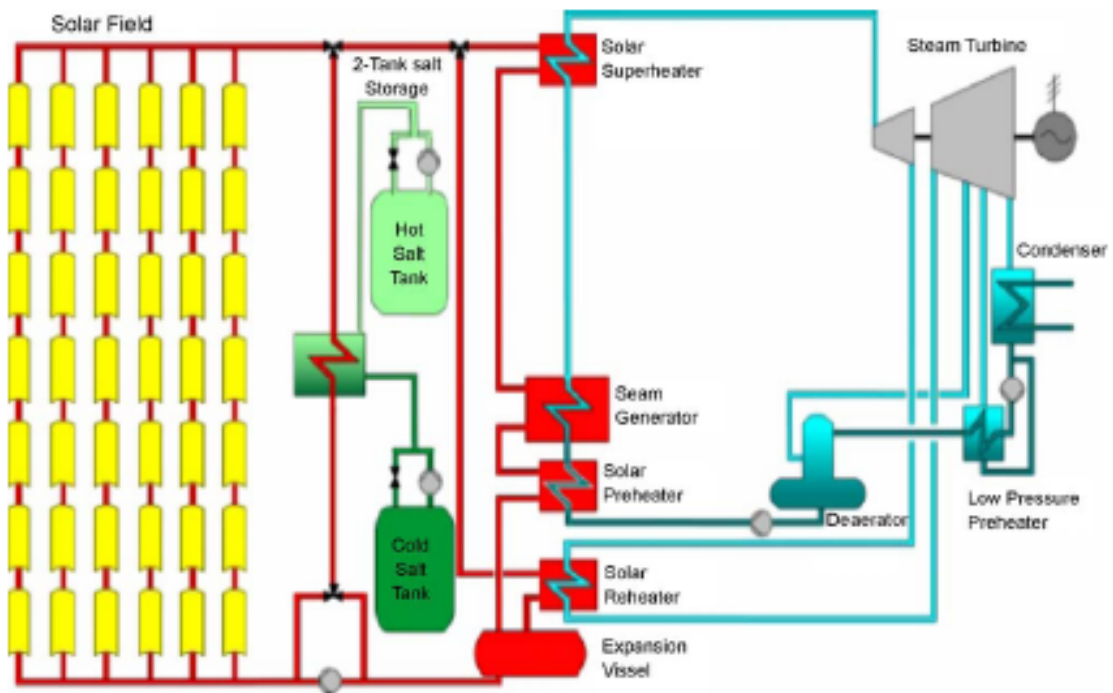


Figura 7.3: schema di processo di un impianto solare termodinamico a concentrazione con fluido termovettore diverso dal fluido utilizzatore

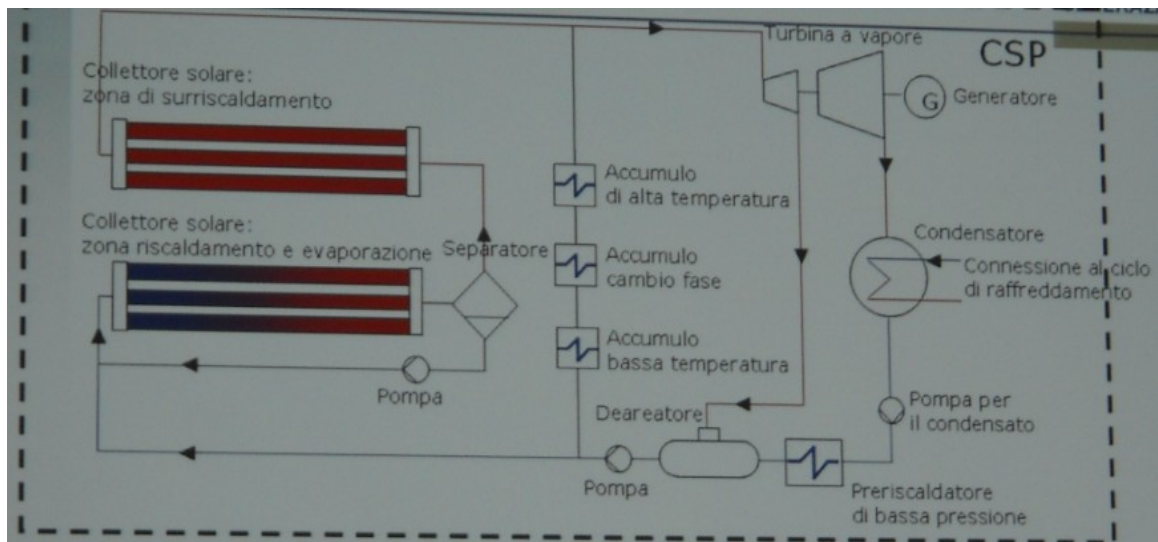


Figura 7.4: schema di processo di un impianto solare termodinamico a concentrazione con acqua come fluido termovettore (Fonte: FERA)

Ultima considerazione che può risultare interessante nella conoscenza degli impianti solari è l'ulteriore distinzione, comunemente effettuata tra tecnologie

CSP, in funzione della tipologia di collettori adoperati e di posizionamento della fornace solare. Si distinguono, in tal senso, quattro sistemi di concentrazione (cui corrispondono diversi valori di concentrazione e quindi di temperatura massima raggiungibile dal fluido termovettore):

- ✓ cilindro - parabolici: specchi concentratori di forma cilindro-parabolica (si definisce cilindro-parabolica una superficie generata dalla traslazione di una parabola lungo un asse ortogonale al suo piano) che convogliano i raggi solari su un ricevitore lineare situato nella linea focale dei collettori; generalmente gli specchi sono dotati di movimento di rotazione attorno al proprio asse longitudinale così da consentire l'inseguimento solare (mantenendo il sole nel piano mediano del cilindro parabolico);
- ✓ a torre: i raggi solari vengono concentrati in un punto focale sulla cima di una torre mediante un singolo specchio o un campo di specchi piani (detti eliostati); in alcuni casi, la concentrazione può essere "a doppia riflessione" (gli eliostati riflettono i raggi solari su uno specchio parabolico che a sua volta li concentra sulla cima della torre). In entrambi i casi gli eliostati sono generalmente dotati di inseguimento solare biassiale (per inseguire la posizione del Sole in modo da riflettere sempre la luce solare verso il ricevitore disposto sulla torre) ottenuto mediante attuatori elettromeccanici a controllo elettronico;
- ✓ fresnel: specchi lineari piani ad inseguimento solare, intorno ad un unico asse, che convogliano la radiazione solare su un unico tubo-ricevitore lineare;

- ✓ dish: specchio sferico o parabolico (costituito da uno o più elementi riflettenti) nel cui punto focale è posizionato il ricevitore. Il sistema è generalmente dotato di doppia movimentazione per l'inseguimento solare (elevazione e azimuth).

La tecnologia CSP attualmente più adoperata per la produzione di energia elettrica è quella a concentratori parabolici lineari, utilizzata nell'88% degli impianti (su un totale di 550 MW_e installati a livello mondiale), seguita dai sistemi a torre (8%), dai collettori Fresnel (3%) e, infine, dai dish stirling (1%), generalmente adoperati per le applicazioni stand alone.



Figura 7.5: esempi di impianti solari a concentrazione; in alto a sinistra, sistema a collettori parabolici, in alto a destra, sistema di tipo dish-stirling, in basso a sinistra: sistema a torre, in basso a destra: collettori di tipo Fresnel

7.3 LE FINALITA' PRODUTTIVE DELL'ELETTROLISI DA FONTE SOLARE

Abbiamo già visto nei primi capitoli che l'idrogeno può servire per:

- ✓ servire utenze isolate;
- ✓ accumulare le eccedenze di energia solare;
- ✓ per contrastare l'inquinamento nei centri densamente abitati.

In questo paragrafo contestualizzeremo le tecnologie di produzione in funzione delle finalità di impiego dell'idrogeno

Le utenze isolate

Nel caso delle utenze isolate la scelta tra fotovoltaico e solare termodinamico a concentrazione dipende essenzialmente dalle dimensioni dell'utenza da servire. La tecnologia del solare termodinamico, infatti, non è applicabile su piccola scala: in primo luogo, per la complessità (se non l'impossibilità) di realizzare su scala commerciale impianti solari termodinamici con potenzialità di qualche kW; in secondo luogo, per la complessità concettuale stessa di un impianto a vapore accoppiato ad un sistema di accumulo dell'energia termica, che, molto probabilmente, renderebbe l'impianto poco competitivo sotto il profilo economico. Al contrario, il fotovoltaico abbinato con elettrolizzatore, caldaietta ad idrogeno e cella a combustibile potrebbe risultare molto versatile su piccola scala.

E' evidente che, poiché al crescere della potenza richiesta (elettrica e termica) la competitività degli impianti solari termodinamici a concentrazione migliora,

nel caso di raggruppamenti di utenze (es. parchi, distretti industriali/commerciali), potrebbe essere conveniente indirizzarsi verso la scelta del solare termodinamico. Pertanto, la preferenza per l'una o l'altra delle due soluzioni varierà caso per caso in funzione dei vincoli e delle necessità ed è difficile fare ragionamenti di carattere generale per applicazioni tutto sommato di nicchia (ovvero molto particolari).

L'accumulo di energia solare

Escludendo il caso delle utenze isolate, l'accumulo di energia solare mediante idrogeno può essere ipotizzato in presenza di eccedenze di produzione. E' il caso di chi, per esempio, avendo una necessità energetica nelle ore notturne sceglie deliberatamente di sovradimensionare la taglia dell'impianto al fine di accumulare di giorno idrogeno da utilizzare di notte per far fronte ai propri bisogni. In questo caso, come è meglio procedere? E' preferibile impiegare la tecnologia fotovoltaica oppure ricorrere al solare termodinamico a concentrazione con accumulo termico?

Ragioniamo in un caso concreto. Supponiamo di avere necessità 24 ore su 24 di 12 MW di potenza elettrica. Vengono prospettate le seguenti due alternative:

CASO 1) realizzare un campo fotovoltaico di dimensioni tali da produrre nelle ore di disponibilità solare, la potenza elettrica da inviare in rete (12 MW) e, in aggiunta, mediante un elettrolizzatore, l'idrogeno necessario ad alimentare un turbina a gas (TG) da 12 MW_e. In particolare, ogni qual volta la disponibilità di radiazione solare risulti insufficiente per inviare alla rete,

direttamente dal campo fotovoltaico, i 12 MW_e richiesti, la TG, alimentata dall'idrogeno prodotto, genera la quantità di energia necessaria a compensare la potenza mancante. Se ad esempio, in una situazione di scarsa radiazione solare, la produzione diretta da pannelli fotovoltaici è pari a 7 MW_e, il complemento a 12 MW_e (quindi 5 MW_e) sarà prodotto dalla TG. Di notte e in situazioni di assenza solare, ovviamente, i 12 MW_e saranno integralmente prodotti dalla TG con l'idrogeno accumulato. L'accumulo sarà dimensionato per garantire il funzionamento dell'impianto 24 ore al giorno (di cui 12 ore a carico della TG). Uno schema concettuale di questo processo è riportato in Figura 7.6.

CASO 2) realizzare un ciclo a vapore con sistema di accumulo a sali fusi in grado di garantire 12 MW_e 24 ore su 24.

La scelta della taglia di 12 MW_e non è casuale, bensì coincide con la potenzialità della centrale elettrica di Fusina (VE), di proprietà dell'Enel. L'impianto, costituito da una TG completamente alimentata ad idrogeno, è entrato in esercizio nell'estate del 2009. Tutto il combustibile proviene mediante un "idrogenodotto" dall'adiacente polo petrolchimico di Porto Marghera.

Ipotizziamo che l'ipotetica TG da 12 MW_e funzioni mediamente 12 ore/giorno, cioè 4.380 ore/anno. Ciò significa che nell'arco di un anno ci sono 4.380 ore durante le quali l'impianto fotovoltaico fornisce almeno 12 MW_e ed altre 4.380 ore durante le quali è la TG a produrre 12 MW_e. Ovviamente, nelle 4.380 ore in cui la TG è ferma, tutta la differenza (positiva perché la TG è spenta) tra la potenza effettiva e 12 MW_e è inviata all'elettrolizzatore per generare l'idrogeno che poi è consumato quando la TG è in funzione.

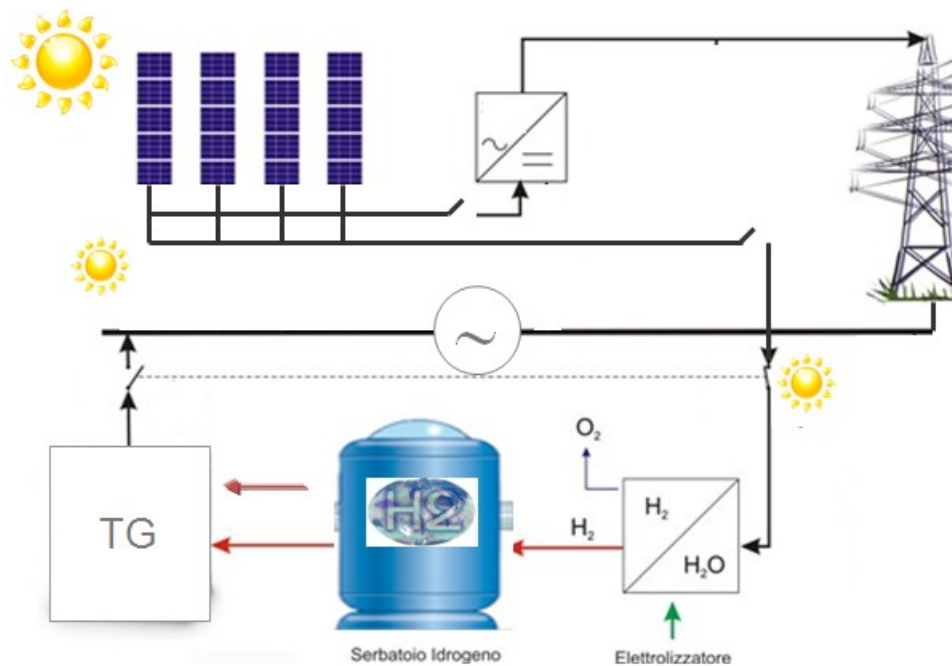


Figura 7.6: schema concettuale di impianto di produzione elettrica da fotovoltaico con sistema di regolazione-accumulo ad idrogeno

Si assume che:

- ✓ la TG produca energia elettrica con rendimento pari al 30%;
- ✓ l'elettrolizzatore generi idrogeno con rendimento pari all'80%;
- ✓ l'impianto fotovoltaico converta la radiazione solare in energia elettrica con rendimento globale del 10%;
- ✓ la raccolta solare sia pari a 2.210 kWh/kW_p (valore tipico di Roma con sistema a due assi ad inseguimento);
- ✓ il rapporto tra l'estensione di suolo impegnata e l'area delle superfici captanti sia pari a 3.

Nelle ipotesi fatte, si può calcolare che per produrre l'idrogeno che alimenta la TG serve un impianto da 123 MW_p e occorre impegnare un'area di circa 3,7

km² ed è necessario investire, per il solo impianto fotovoltaico, circa 615 milioni di euro¹⁴.

Cerchiamo ora di definire il volume proprio dell'idrogeno da accumulare ipotizzando che il sistema abbia un'autonomia di un giorno. La massima quantità di idrogeno viene consumata in inverno nelle giornate più corte dell'anno (e, quindi, su tale valore massimo andrà dimensionato il serbatoio). Ipotizzando che, in pieno inverno, la TG debba funzionare per almeno 15 ore si calcola che è necessario disporre di una quantità di idrogeno con contenuto energetico di 600 MWh. Nell'ipotesi di procedere ad un accumulo in forma gassosa alla pressione di 50 atmosfere (circa 5 MPa), assunto un potere calorifico di 121 MJ/kg, il serbatoio deve essere in grado di contenere oltre 3.900 m³. Tale quantità può essere contenuta in un cubo equivalente con spigolo pari a 15,8 m.

Valutiamo ora il secondo caso, ovvero l'ipotesi di impianto solare termodinamico a concentrazione da 12 MW_e (uno schema dell'impianto è riportato in Figura 7.7). L'impianto deve funzionare 24 ore su 24. Sulla falsariga di quanto l'ENEA sta cercando di realizzare in collaborazione con L'ENEL a Priolo Gargallo (SR), si ipotizza che il sistema di accumulo sia costituito da sali fusi che, circolando tra un serbatoio caldo a 550°C ed uno freddo a 290°C, sono in grado di immagazzinare 1 kWh ogni 5 kg di sali ovvero 0,2 kWh per kg di sali.

¹⁴ Assumendo un prezzo di 5.000 euro/kWp.

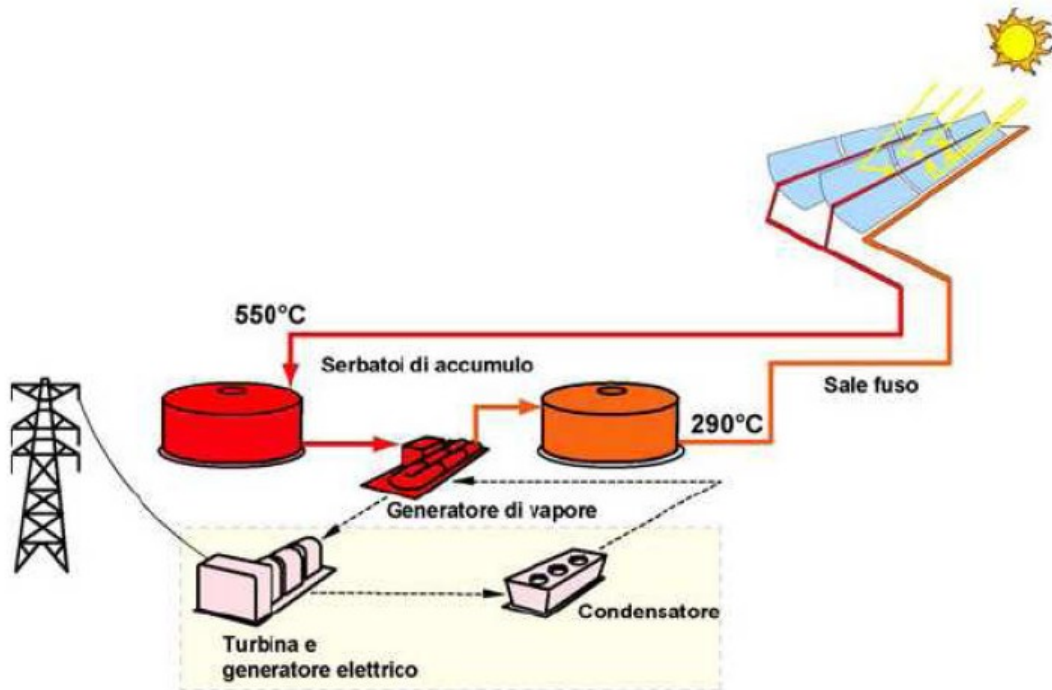


Figura 7.7: schema di impianto solare termodinamico a concentrazione con accumulo a sali fusi

Si assume che:

- ✓ il rendimento reale del ciclo a vapore sia pari al 25%
- ✓ il rendimento dei collettori solari sia pari all'80%;
- ✓ le perdite del sistema di accumulo siano pari all'1% al giorno.

Nelle ipotesi fatte, per raccogliere l'energia termica necessaria per produrre con la turbina a vapore 12 MW_e 24 ore su 24, occorre impegnare un'area di circa 0,7 km² ed è necessario investire per l'impianto nel suo complesso circa 500-550 milioni di euro¹⁵. Il sistema di accumulo, che deve contenere quasi 7.300 m³ di sali, può essere contenuto in un cubo equivalente di spigolo pari a 19,4 m.

¹⁵ Calcolo eseguito sulla base di una stima ENEA che valuta in 0,20 euro/kWh il costo odierno di produzione dell'energia elettrica mediante solare termodinamico a concentrazione.

Questi dati lasciano facilmente intendere che la soluzione dell'accumulo termico mediante sali fusi è più conveniente rispetto all'alternativa di accumulare energia sottoforma di idrogeno. In primo luogo, con il solare termodinamico a concentrazione il costo di tutto l'impianto è inferiore al costo del solo campo fotovoltaico dell'altro caso; inoltre, le prospettive di riduzione di costo grazie ad economie di scala sono molto più probabili con il solare termodinamico a concentrazione piuttosto che con il fotovoltaico. In secondo luogo, l'occupazione di suolo del campo fotovoltaico è di 5 volte maggiore di quella del campo solare (3,7 km² contro 0,7 km²). In terzo luogo, i sali fusi garantiscono condizioni di maggior sicurezza rispetto ad un serbatoio in pressione contenente idrogeno alla pressione di 50 atmosfere (5 MPa).

Il sogno di un'auto ad emissioni zero

Nel 2008, la popolazione mondiale che vive nelle aree urbane ha superato il 50.1% del totale. Per ridurre l'impatto ambientale urge sempre più ricorrere ai vettori energetici puliti: energia elettrica e idrogeno.

Come già visto nel capitolo 3, l'idrogeno potrebbe essere impiegato nell'ambito della mobilità sostenibile addirittura senza aggravare i consumi di energia primaria nell'ipotesi di usare celle a combustibile. Pur tuttavia, se l'idrogeno fosse prodotto mediante elettrolisi da fonte fotovoltaica, si potrebbero ottenere da subito significativi risparmi ambientali anche con motori endotermici. Per questo motivo, in questo paragrafo tutti i conti saranno portati avanti facendo esclusivamente riferimento alla tecnologia fotovoltaica che è già

sufficientemente matura dal punto di vista tecnico ed in questa fase storica meglio si presta a supportare lo sviluppo del binomio idrogeno-solare.

Così, il binomio idrogeno-solare potrebbe teoricamente consentire di rispettare i nuovi vincoli che, in data 23/04/09, sono stati stabiliti dal Regolamento CE del Parlamento Europeo che ha definito *“i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell’ambito dell’approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri”*. In particolare, il suddetto Regolamento stabilisce che tutti i costruttori attivi in Europa dovranno costruire autoveicoli tali che il livello medio di emissioni di CO₂ del parco auto di rinnovo al 2015 sia inferiore a 130 g/km di CO₂, mentre quello al 2020 si spinga addirittura sotto i 95 g/km di CO₂.

Orbene tali obiettivi possono sicuramente essere raggiunti spingendo sullo sviluppo di motori ed auto più efficienti sotto il profilo dei consumi. Ma potrebbero essere conseguiti anche puntando alla sostituzione del metano per autotrazione con idrogeno.

La soluzione che si intende proporre (e di cui si vuole valutare la fattibilità in questo paragrafo) consiste nell’ipotizzare che nei prossimi anni, le nuove vendite di veicoli si spostino verso auto ad idrogeno; ovviamente, la sostituzione non può che procedere gradualmente e parallelamente alla diffusione di punti di rifornimento di idrogeno all’interno della rete nazionale di distribuzione del carburante per autotrazione. In altre parole, si ipotizzerà che, in loco, i distributori produrranno (tramite elettrolizzatori alimentati da energia elettrica prelevata da rete) e stoccheranno (in appositi serbatoi di accumulo), l’idrogeno da fornire ai propri clienti. Questa scelta deriva dalla considerazione che,

volendo far decollare da subito un principio di economia all'idrogeno, non è possibile attendere lo sviluppo di una rete infrastrutturale appositamente realizzata per la distribuzione dello stesso ma occorre valorizzare al massimo il preesistente, usufruendo della relativa facilità di trasporto e capillare diffusione sul territorio dell'altro vettore energetico "pulito" a nostra disposizione: l'energia elettrica. D'altronde dovrà essere fornito alla rete il fabbisogno incrementale di energia elettrica attraverso la connessione di nuovi campi fotovoltaici.

In tali ipotesi verranno stimati:

- ✓ la percentuale di nuove auto ad idrogeno vendute nei prossimi anni (in particolare, nel 2015 e nel 2020, anni di riferimento del già richiamato regolamento europeo), anche in funzione degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri;
- ✓ il numero di distributori necessari a coprire la domanda di idrogeno in corrispondenza del livello di penetrazione commerciale conseguito con le nuove vendite di auto ad idrogeno;
- ✓ la taglia media dell'elettrolizzatore e le dimensioni medie del serbatoio di accumulo da installare nelle stazioni di servizio;
- ✓ l'incremento di fabbisogno di energia elettrica prelevata dalla rete, derivante dalle necessità incrementali di domanda da parte degli elettrolizzatori.

A tal fine, si assuma:

- ✓ il potere calorifico della benzina pari a 43,4 MJ/kg ovvero 32 MJ/l;
- ✓ il potere calorifico dell'idrogeno pari a 121 MJ/kg ovvero 11 MJ/Nl;

- ✓ la percorrenza media dei veicoli ad accensione comandata pari a 10.000 km/anno;
- ✓ il livello medio di emissioni di CO₂ del parco auto di rinnovo del 2007 pari a 148 g/km;
- ✓ il numero di veicoli circolanti nel 2007 pari a 35.680.097, di cui 12.063.343 con motori ad accensione per compressione e 23.616.754 ad accensione comandata;
- ✓ il tempo di rinnovo del parco auto circolante fissato in 15 anni.

Sulla base delle suddette ipotesi si ottiene che ogni anno vengono immatricolati poco meno 2,4 milioni di veicoli ovvero circa 200.000 automobili/mese. Di queste ultime, nel 2007 circa 1/3 erano veicoli a gasolio, mentre i rimanenti 2/3 erano ad accensione comandata. Nelle ipotesi effettuate si può verificare che, se il 12% delle auto immatricolate nel 2007 fosse state alimentato con idrogeno “pulito” (per esempio prodotto da fonte solare), il livello medio delle emissioni climalteranti sarebbe sceso da 148 a 130 g/km, consentendo di rispettare da subito il limite emissivo che il Parlamento Europeo ha fissato per il 2015. Addirittura, se nel 2007 il 36% delle auto vendute fosse state alimentato da idrogeno “pulito”, da subito sarebbe stato rispettato il limite al 2020 fissato in 95 g/km. In queste ipotesi, premesso che i punti di rifornimento del carburante in Italia sono circa 22.500, per rifornire i veicoli ad idrogeno servirebbero poco meno di 50.000 tonnellate di idrogeno nel 2015 e un po' meno di 150.000t nel 2020 che potrebbero essere prodotti da un campo fotovoltaico di potenza rispettivamente pari a 1,6 e 4,7 GWp¹⁶ e di valore economico corrispondente a

¹⁶ Valori calcolati assumendo rendimento dell'elettrolizzatore pari a 0,8, producibilità fotovoltaica pari a 1.300 kWh/kWp,

8,0 e 23,5 G€. Nei due casi, il risparmio di immissioni di CO₂ sarebbe pari, in ciascuno dei due anni, a 428.000 e 1.261.000 t e le aree impegnate¹⁷ sarebbero pari a 48 e 141 km².

I principali dati delle stime effettuate sono sintetizzati in tabella 7.2, in cui è anche riportato il minimo numero di distributori, a cui è richiesta l'installazione dell'elettrolizzatore e del serbatoio di idrogeno, per coprire il fabbisogno di idrogeno richiesto a seguito della sostituzione ipotizzata.

| | | 2015 | 2020 |
|---|-----------------------------|----------------|------------------|
| Emissioni CO ₂ sul nuovo (Obiettivo CE) | | 130 | 95 |
| Venduto anno H ₂ per il raggiungimento obiettivo | | 289.298 | 851.822 |
| % imm. idrogeno/totale | | 12,2% | 35,8% |
| Percorrenze annue auto idrogeno | km/anno | 2.892.980.838 | 8.518.221.356 |
| Immissioni CO₂ evitate | tCO₂/anno | 428.161 | 1.260.697 |
| Consumi benzina evitati | tbenzina/anno | 137.984 | 406.286 |
| Idrogeno equivalente | tH ₂ /anno | 49.447 | 145.593 |
| Contenuto energetico | GWh/anno | 1.662 | 4.894 |
| Produzione PV stimata annua | kWh/kWp | 1.300 | 1.300 |
| Occupazione superfici fotovoltaiche | m ² /kWp | 10 | 10 |
| Fattore amplificazione spazi | | 3 | 3 |
| Costo unitario fotovoltaico | euro/kWp | 5.000 | 5.000 |
| Taglia impianto PV | GWp | 1,6 | 4,7 |
| Valore economico campo PV | Mld Euro | 8 | 24 |
| Estensione campo PV | km² | 48 | 141 |
| Stima numero punti vendita idrogeno | | 182 | 537 |
| Erogato medio giornaliero idrogeno per punto vendita | kgH ₂ /giorno | 868,4 | |
| Giorni di apertura | giorni/anno | 313 | |
| Occupazione H ₂ a 50 atm | m ³ /kg | 0,22 | |
| Erogato annuo idrogeno per punto vendita | tH ₂ /anno | 272 | |
| Volume medio teorico a 50 atm | m ³ | 191 | |
| Fattore di amplificazione | | 2 | |
| Volume medio reale | m³ | 382 | |
| Cubo equivalente | m | 7 | |
| Taglia media elettrolizzatore | Nm³/ora | 832 | |

Tabella 7.2: stime su ipotesi di produzione distribuita di idrogeno

¹⁷ Il calcolo è stato eseguito nell'ipotesi di utilizzare un fattore di occupazione (rapporto tra area impegnata ed estensione delle superfici captanti) pari a 3.

E' il caso di evidenziare che è sicuramente fattibile che di qui al 2015, 182 punti di rifornimento di carburante (su un totale di circa 22.500) possano scegliere di installare un elettrolizzatore da $830 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ed un serbatoio di circa 400 m^3 . Piuttosto il problema è continuare con questo trend di crescita. Infatti, poiché con il passare degli anni dovrebbe aumentare la percentuale di auto ad idrogeno dovrebbe crescere di pari passo la capacità distributiva e parallelamente la capacità produttiva fotovoltaica. In concreto significa dire che dal 2015 al 2019, ogni anno 182 stazioni di servizio devono attrezzarsi per distribuire idrogeno e, soprattutto, deve essere installata una capacità fotovoltaica incrementale di $1,4 \text{ GW}_p$, la qual cosa non è così semplice in termini di realizzazione pratica ma ancora fattibile. Al contrario, a partire dal 2020, le cose potrebbero diventare troppo complesse perché, a far data da allora, ogni anno 537 stazioni di rifornimento dovrebbero integrare la propria offerta con distributori di idrogeno e bisognerebbe installare ogni anno una capacità incrementale fotovoltaica di $4,7 \text{ GW}_p$. Francamente troppo! Per meglio rendersi conto di quanto affermato è sufficiente dare un'occhiata ai diagrammi di figura 7.8. Nell'ipotesi che la potenza cumulata cresca linearmente (ovvero dolcemente) fino al 2015 e successivamente, in maniera costante anno per anno, con largo anticipo sarebbe abbondantemente superato l'obiettivo nazionale di potenza cumulata al 2016 previsto dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19/02/2007 (alias decreto "fotovoltaico") fissato in 3 GW_p ; nel 2020 servirebbe una potenza fotovoltaica cumulata di oltre 14 GW_p da destinare esclusivamente alla produzione di idrogeno mediante elettrolisi da fonte solare.

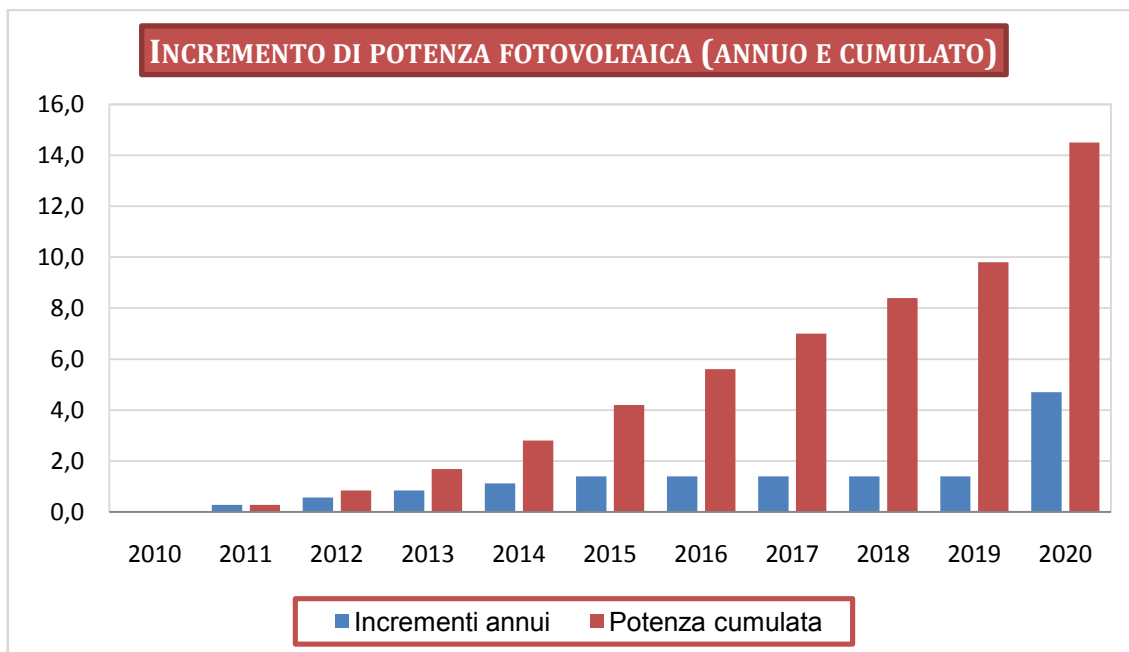


Figura 7.8: stima andamento dell'incremento di potenza fotovoltaica fino al 2020

Dopo il 2020, i più stringenti limiti di emissione poi complicherebbero oltremodo la situazione ed, infatti, la potenza cumulata fotovoltaica da destinare all'elettrolisi da fonte solare raggiungerebbe l'iperbolica cifra di oltre 35 GW_p.

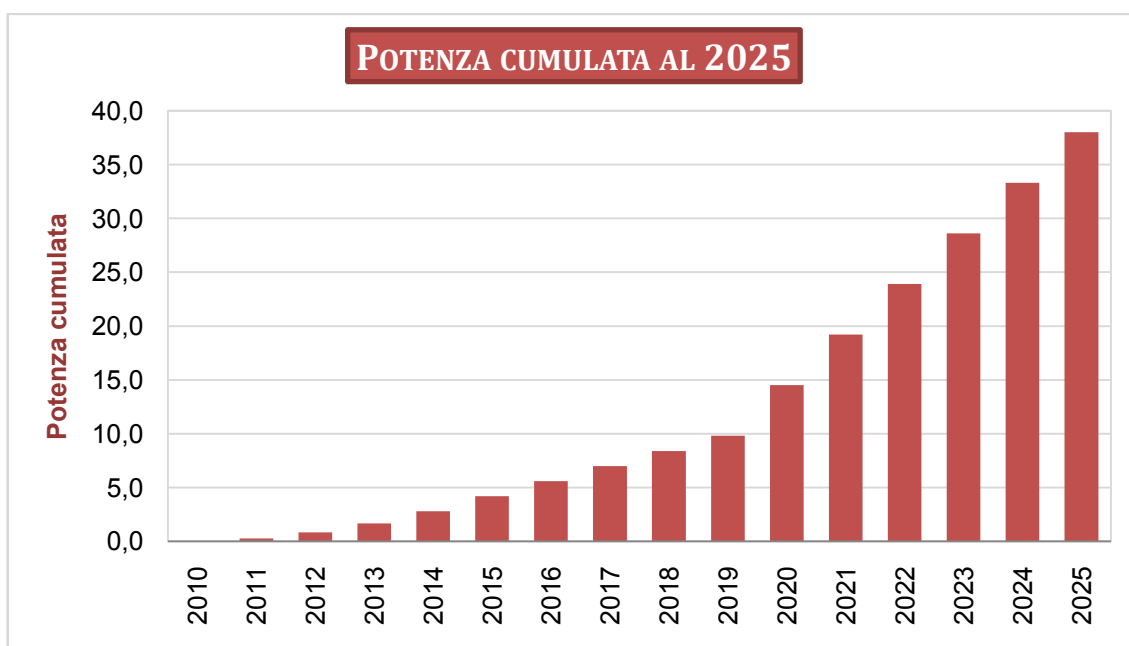


Figura 7.9: andamento della potenza cumulate al 2025

Nel calcolo ci siamo fermati al 2025 perché è impossibile andare oltre in quanto, partendo nel 2015, dopo 10 anni sarebbe stato sostituito con auto ad idrogeno circa i 2/3 del parco circolante ovvero la totalità dei veicoli ad accensione comandata. Infatti, non è assolutamente pensabile che le auto ad idrogeno possano entrare in concorrenza con veicoli ad accensione per compressione che continuerebbero ad essere acquistati da chi percorre molti km all'anno o semplicemente utilizza l'auto prevalentemente in zone extraurbane.

In conclusione, dalle stime effettuate risulta evidente che la soluzione proposta è assolutamente accettabile, richiedendo una immissione supplementare di energia in rete più o meno sostenibile fino al 2015. Successivamente, problemi legati alla capacità della rete (di cui parleremo più dettagliatamente nel prossimo paragrafo), impediscono di fare previsioni più accurate. Una tale soluzione avrebbe però il grande merito di avviare un principio di economia all'idrogeno ovvero consentirebbe di rompere l'attuale situazione di stallo già più volte richiamata in altre parti di questa Tesi.

7.4 BINOMIO IDROGENO-SOLARE: LIMITI DI INTEGRAZIONE IN RETE

In questo paragrafo sarà esposto quello che al momento sembra il principale limite dell'idea di procedere ad una produzione distribuita di idrogeno mediante elettrolizzatori installati nelle stazioni di servizio ed alimentati con energia elettrica di origine solare, in particolare con tecnologia fotovoltaica. Prima di andare avanti, però, occorre distinguere se l'energia elettrica impiegata dagli

elettrolizzatori proviene da un impianto solare realizzato in loco direttamente collegato oppure allocato a distanza ed interconnesso alla rete elettrica. Nel primo caso, infatti, occorre avere a disposizione gli spazi necessari per la raccolta di energia solare in misura sufficiente; si tratta, in vero, di una condizione piuttosto rara perché, se è vero che in un buon numero di casi è possibile allocare gli elettrolizzatori ed i serbatoi di stoccaggio presso i punti di distribuzione del carburante, è altrettanto vero che le dimensioni di un campo solare normalmente eccedono le usuali disponibilità di spazio presenti all'interno delle stazioni di rifornimento del carburante. In generale, dunque, occorre ragionare ipotizzando che l'energia elettrica sia sostanzialmente prelevata dalla rete elettrica. E questo, sicuramente, non è un limite da poco perché l'intera idea risulta subordinata alla capacità delle rete elettrica nazionale di veicolare l'extraflusso di potenza richiesta dagli elettrolizzatori distribuiti sul territorio.

In questa fase, occorre distinguere se l'extraflusso di potenza elettrica proviene da mancate parzializzazioni della potenza dei singoli impianti oppure dall'installazione di capacità produttiva aggiuntiva appositamente deputata allo scopo. Dal punto di vista del gestore di una rete di trasmissione, infatti, è completamente diverso se l'energia annualmente assorbita dagli elettrolizzatori è materialmente erogata in ore di punta o meno. Nel primo caso, infatti, occorre realizzare e connettere in rete nuovi impianti perché altrimenti non è possibile inviare potenza agli elettrolizzatori senza distaccare altri utenti visto che nelle ore di punta il carico di rete è sempre molto vicino alla massima potenza producibile; diversamente, nelle ore notturne, il carico di rete è spesso inferiore

al 50% della massima potenza producibile ed è possibile soddisfare le richieste degli elettrolizzatori senza necessità di connettere alla rete nuovi impianti di produzione: in tal caso, infatti, è sufficiente evitare spegnimenti e/o parzializzazioni delle unità di generazione elettrica connesse in rete. Nel caso in cui l'energia elettrica assorbita dagli elettrolizzatori sia prodotto da fonte solare, l'immissione in rete avviene prevalentemente nelle ore di punta (salvo domeniche, festivi e le giornate del mese di agosto); conseguentemente, perché l'accoppiamento idrogeno-solare risulti fattibile occorre verificare di rientrare nei limiti di portata elettrica dei singoli tratti di rete interessati dall'azione di veicolamento.

Per capire meglio il problema, è utile ricostruire cosa accade in un giorno tipico di ciascun mese dell'anno in termini di potenza immessa e prelevata dalla rete. Ciò può essere fatto ricorrendo ai dati reali diffusi da Terna relativamente all'anno 2006 e sovrapponendo agli stessi il contributo di un'ipotetica capacità produttiva elettrica da fonte solare (si badi bene senza sistemi accumulo a monte della rete) in un giorno tipico di ciascun mese in condizioni di cielo sereno. La ricostruzione del contributo della fonte solare può essere fatta nelle seguenti ipotesi:

- ✓ la potenza elettrica è immessa in rete tra le ore 6 a.m. e sino alle 6 p.m., avendo ritenuto per semplicità sempre nulla la radiazione solare al di fuori della suddetta fascia;
- ✓ convenzionalmente, la potenza nominale di picco è stata prefigurata alle 12 a.m. del 21 giugno in condizioni di cielo sereno;

- ✓ in ogni altro momento dell'anno, la potenza elettrica immessa in rete è stata calcolata decurtando la potenza nominale di picco secondo i coefficienti di riduzione riportati nella tabella 7.3. Tali coefficienti sono stati ottenuti rapportando ora per ora i valori tabellati di radiazione solare con il valore di radiazione alle 12 a.m. del 21 giugno in condizioni di cielo sereno.

| | 21-gen | 20-feb | 22-mar | 20-apr | 21-mag | 21-giu | 23-lug | 24-ago | 22-set | 23-ott | 21-nov | 22-dic |
|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 6.00 | 0% | 0% | 0% | 4% | 10% | 13% | 10% | 4% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| 7.00 | 0% | 8% | 11% | 19% | 29% | 33% | 29% | 19% | 11% | 8% | 0% | 0% |
| 8.00 | 20% | 25% | 35% | 43% | 49% | 52% | 49% | 43% | 35% | 25% | 20% | 15% |
| 9.00 | 41% | 48% | 65% | 67% | 69% | 70% | 69% | 67% | 65% | 48% | 41% | 35% |
| 10.00 | 60% | 70% | 82% | 89% | 85% | 86% | 85% | 89% | 82% | 70% | 60% | 52% |
| 11.00 | 70% | 82% | 93% | 99% | 98% | 96% | 98% | 99% | 93% | 82% | 70% | 66% |
| 12.00 | 78% | 86% | 101% | 103% | 102% | 100% | 102% | 103% | 101% | 86% | 78% | 71% |
| 13.00 | 70% | 82% | 93% | 99% | 98% | 96% | 98% | 99% | 93% | 82% | 70% | 66% |
| 14.00 | 60% | 70% | 82% | 89% | 85% | 86% | 85% | 89% | 82% | 70% | 60% | 52% |
| 15.00 | 41% | 48% | 65% | 67% | 69% | 70% | 69% | 67% | 65% | 48% | 41% | 35% |
| 16.00 | 20% | 25% | 35% | 43% | 49% | 52% | 49% | 43% | 35% | 25% | 20% | 15% |
| 17.00 | 0% | 8% | 11% | 19% | 29% | 33% | 29% | 19% | 11% | 8% | 0% | 0% |

Tabella 7.3: coefficienti di riduzione della potenza nominale di picco¹⁸

Dall'analisi di tabella 7.3, può sorprendere che nelle stagioni intermedie, a mezzogiorno, la potenza effettiva possa essere maggiore della nominale di picco che convenzionalmente è stata riferita alle 12 a.m. del solstizio d'estate. In realtà si verifica che, quando le superfici di raccolta sono fisse ed inclinate con angolo di tilt ottimale, l'altitudine del sole è tale che i raggi solari nelle stagioni intermedie sono praticamente normali alla superficie captante. La stessa cosa non accade né in inverno (quando il tilt è minore di quello che renderebbe la radiazione normale alle superfici di raccolta), né in estate

¹⁸Valori calcolati nell'ipotesi di superficie fissa ed inclinata con tilt ottimale (33°) alla latitudine di 40°N.

(quando il tilt è maggiore di quello che renderebbe la radiazione normale alle superfici di raccolta).

A questo punto facendo riferimento ai dati diffusi da Terna ed ai coefficienti di riduzione di tabella 7.3 relativi alla giornata del 21 giugno, è possibile ricostruire cosa sarebbe accaduto in un'ipotetica giornata del 21/06/2006 connettendo impianti di produzione elettrica per 3¹⁹, 10, 50, 100 GWp. Gli andamenti delle potenze (con e senza H₂) sono riportati, per ciascun valore della potenza elettrica solare ipotizzato, nelle figure 7.10, 7.11, 7.12, 7.13.

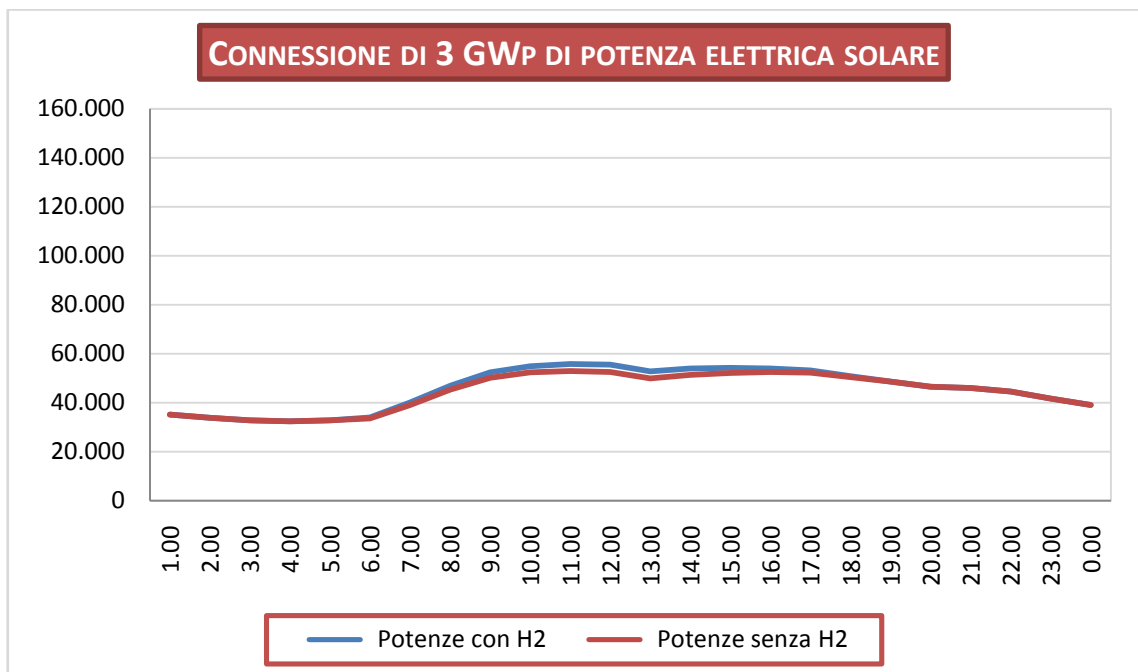


Figura 7.10: andamento delle potenze (con e senza idrogeno) in ipotesi di connessione di 3 GWp di potenza elettrica solare

¹⁹ Rappresenta l'obiettivo nazionale di potenza fotovoltaico cumulata al 2016 previsto del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19/02/2007 che ha introdotto in Italia il cosiddetto "nuovo conto energia" ovvero il sistema di incentivazione che, a partire dalla seconda metà del 2007, ha determinato una rapidissima espansione delle installazioni fotovoltaiche.

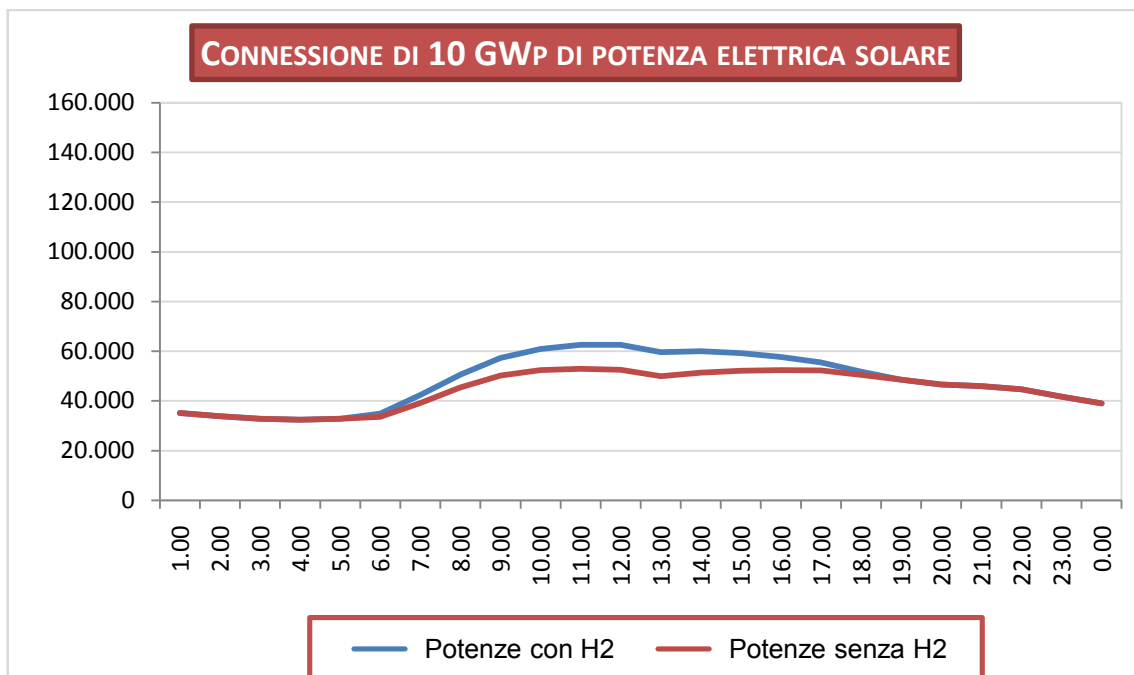


Figura 7.11: andamento delle potenze (con e senza idrogeno) in ipotesi di connessione di 10 GWp di potenza elettrica solare

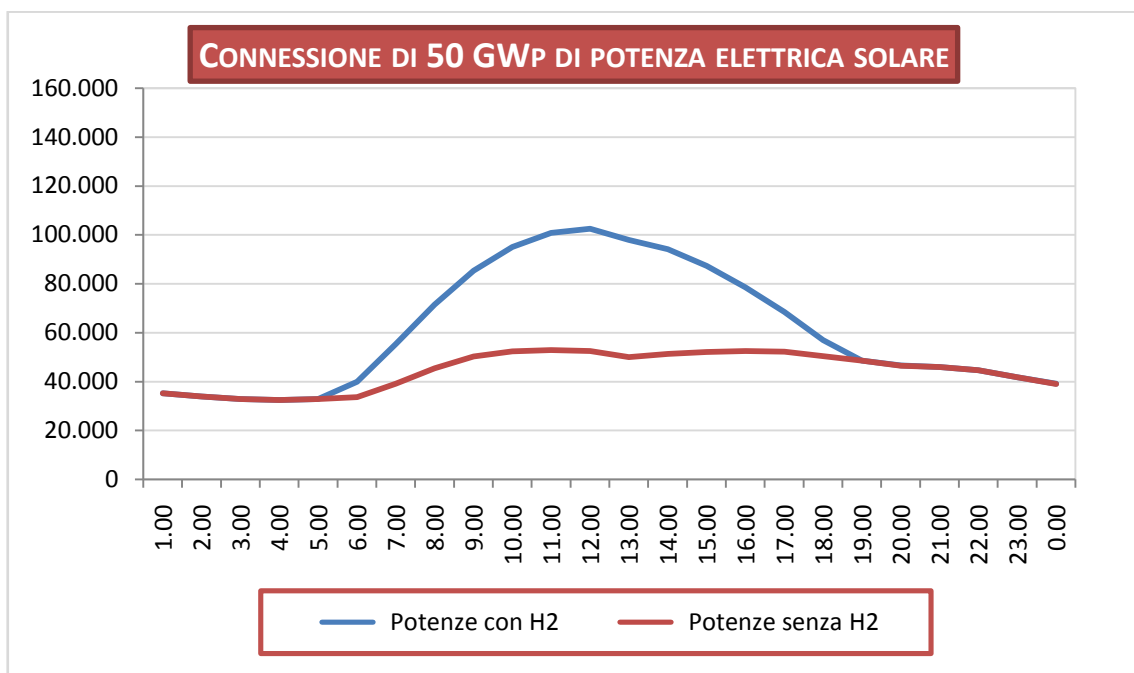


Figura 7.12: andamento delle potenze (con e senza idrogeno) in ipotesi di connessione di 50 GWp di potenza elettrica solare

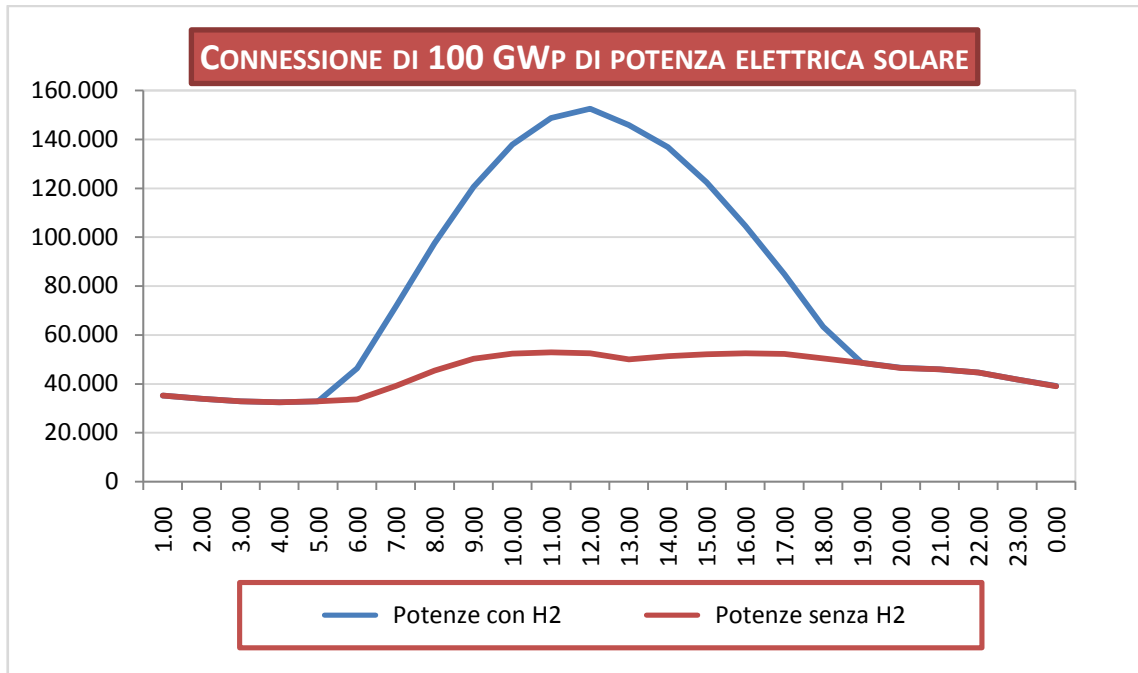


Figura 7.13: andamento delle potenze (con e senza idrogeno) in ipotesi di connessione di 100 GWp di potenza elettrica solare

Forse può sembrare eccessivo ragionare circa l'integrazione in rete di integrazione in rete di 50-100 GW_p da fonte solare, ma bisogna considerare che in termini energetici il contributo degli impianti solari è considerevolmente più contenuto rispetto ad impianti tradizionali di pari potenza. Infatti, un impianto tradizionale da 1 MW in un anno, potendo funzionare quasi ininterrottamente, riesce a produrre anche 8.500-8.700 MWh, mentre, in Italia, un impianto solare di pari potenza di picco, senza sistemi di accumulo e privo di sistemi di inseguimento solare, al massimo può generare 1.000-1.500 MWh (ovviamente i valori più alti sono relativi alle regioni meridionali, i più bassi a quelle settentrionali). Conseguentemente, la produzione annua di un impianto tradizionale in termini energetici vale 6-9 volte la produzione annua di un impianto solare di pari potenza di picco.

Pertanto, integrando in rete impianti solari per 100 GWp, in termini energetici si otterrebbero circa 100-150 TWh/anno, un valore che deve essere raffrontato ai circa 300 TWh/anno di fabbisogno elettrico nazionale. In buona sostanza, triplicando la potenza complessiva (tradizionale più solare), si ottiene un incremento di produzione energetica annua compreso tra $\frac{1}{3}$ ed $\frac{1}{2}$.

Questo fa capire che il vero limite del binomio idrogeno-solare è costituito dalla rete che fin troppo facilmente può fungere da collo di bottiglia. D'altronde, la necessità di una ristrutturazione della rete è anche il nodo cruciale del progetto "Desertec" un'iniziativa che, entro il 2050, mira a interconnettere in una rete di nuova installazione 100 GW di potenza elettrica da impianti a fonte rinnovabile operativi nella cosiddetta area EUMENA (Europe-MiddleEast-NorthAfrica).

L'idea alla base del progetto "Desertec" trae origine dalla considerazione che mediante reti di trasmissione del tipo HVDC (High Voltage Direct Current) è possibile trasportare corrente elettrica su lunghe distanze con spesa energetica piuttosto contenuta. E' stato stimato, infatti, che mediante reti in continua ad alta tensione è possibile limitare le perdite di trasmissione a circa il 3% ogni 1.000 km. Nel complesso, si ritiene possibile veicolare energia elettrica dai siti di produzione fino ai luoghi di destinazione finali con perdite complessive circa pari al 10-15%, un valore che può essere tranquillamente ripagato dagli incrementi di efficienza produttiva derivanti dal riuscire ad allocare in posizione ottimale tutti gli impianti a fonte rinnovabili interconnessi (specificamente gli eolici lungo la costa atlantica di Europa ed Africa settentrionale, gli impianti solari nei deserti di Africa settentrionale ed Medio Oriente).

In tabella 7.4 sono riassunti alcuni dati sintetici del progetto Desertec.

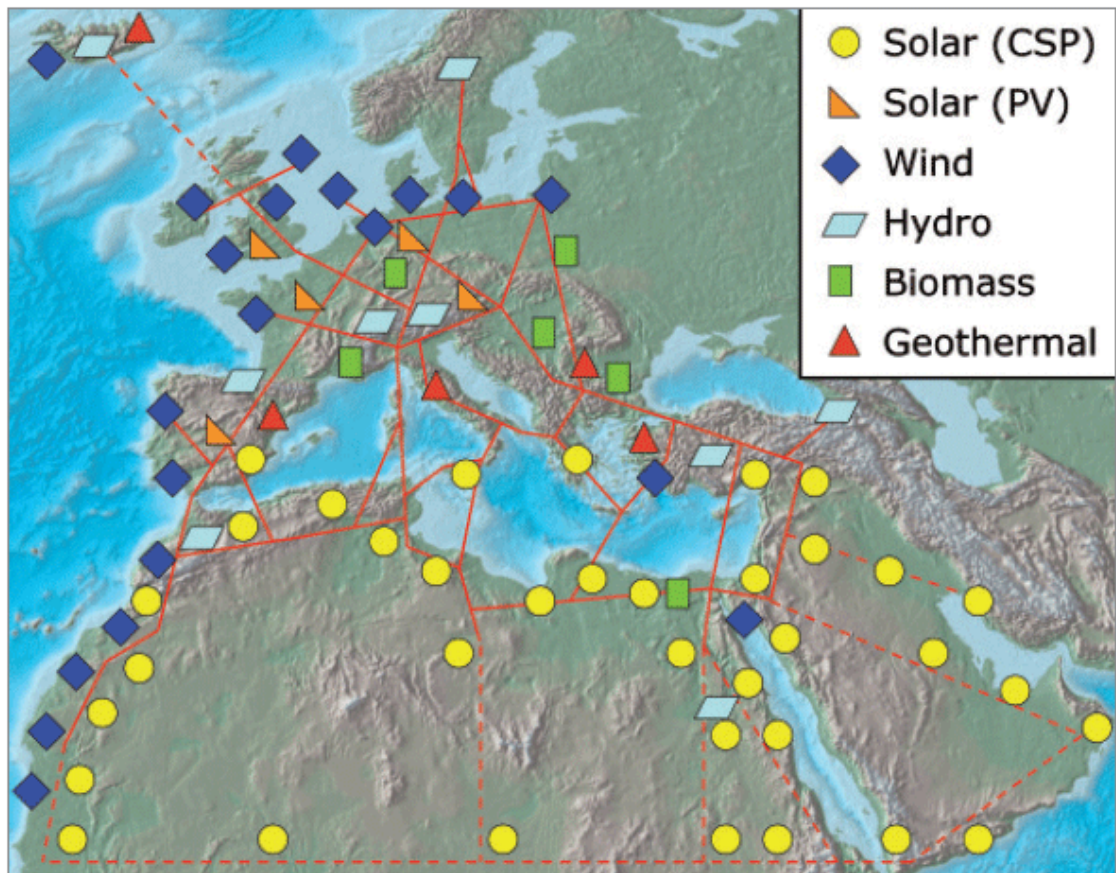


Figura 7.14: Schema di una possibile infrastruttura di rete

Dall'analisi dei dati sintetici emerge che gli obiettivi del progetto sono ambiziosi soprattutto perché gli impianti a fonte rinnovabile dovrebbero operare in condizioni nominali per circa 6.000-7.000 ore/anno. E' vero che gran parte della capacità produttiva è fornita da impianti solari termodinamici allocati in zone ben irradiate, dotati di tecnologia di inseguimento solare e corredati di sistemi di accumulo termico, ma è anche vero che la capacità di carico (rapporto tra ore di funzionamento effettivo in condizioni nominali e le ore totali di un anno) è attualmente ben lontana dai valori attuali e le ipotesi fatte si basano su previsioni ottimistiche di sviluppo tecnologico.

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|-----------|-----------|------|------|
| Capacità di trasferimento [GW] | 10 | 40 | 70 | 100 |
| Fattore di carico | 0,06 | 0,67 | 0,75 | 0,8 |
| Energia elettrica trasportata [TWh/anno] | 50 | 230 | 460 | 700 |
| Investimenti [G€] | 50 | 160 | 275 | 400 |
| Costo elettricità [€/kWh] | 0,06-0,07 | 0,05-0,06 | 0,05 | 0,05 |

Tabella 7.4: Dati sintetici del progetto Desertec

In ogni caso è bene evidenziare che dal punto di vista di un gestore di rete, a parità di energia immessa in rete, una centrale solare termodinamica dotata di sistema di accumulo termico è sicuramente preferibile ad un impianto fotovoltaico. Infatti, per effetto dell'accumulo, la potenza puntuale immessa in rete è meno dispersa intorno al valore medio annuo; diversamente, nel caso di una centrale fotovoltaica (che tipicamente non è quasi mai corredata di sistemi di accumulo, evidentemente elettrici) c'è una grossa prevalenza di ore in cui l'impianto non immette niente in rete rispetto ad un più esiguo numero di ore in cui vengono immesse grosse quantità di potenza. E' chiaro che a parità di energia resa, il fotovoltaico soffre maggiormente l'effetto collo di bottiglia da parte della rete rispetto al solare termodinamico che, in virtù, dell'accumulo termico riesce ad erogare in forma meno concentrata la propria capacità produttiva. Questa considerazione, d'altronde, lascia presagire che nel medio-lungo periodo il solare termodinamico a concentrazione dovrebbe soppiantare il fotovoltaico nel caso di impianti di potenza; diversamente, negli ambiti urbani e, comunque, nel caso di piccole installazioni il fotovoltaico continuerà a primeggiare in virtù di una maggiore semplicità progettuale e di una più facile integrazione architettonica.

Gli impianti solari termodinamici CSP potrebbero determinare vantaggi e semplificazione anche nel caso di produzione distribuita di idrogeno mediante elettrolizzatori alimentati da energia elettrica di origine solare veicolata in rete. Poiché il fattore di carico degli impianti solari termodinamici CSP è sensibilmente più elevato rispetto al caso di un impianto fotovoltaico con pari capacità produttiva annua, il solare termodinamico a concentrazione subirebbe meno l'effetto collo di bottiglia rappresentato dalla rete.

CONCLUSIONI

CONCLUSIONI

In quest'ultimo capitolo intendo raccogliere le principali indicazioni che sono emerse nell'arco del mio intero percorso dottorale. Forse le cose che dirò appariranno scontate a taluni, ma l'esperienza vissuta in questi ultimi anni e le relazioni sviluppate mi hanno insegnato che le tematiche ambientali, anche le più banali, spesso nascondono, dietro false apparenze, risvolti profondi che a volte sfuggono per mancanza di una visione organica. Così, sperando di non essere tacciata di ripetitività o, peggio, di semplicioneria, ho ritenuto opportuno dare corpo ad un canovaccio conclusivo che riunisse gli aspetti più fondanti di ogni precedente capitolo.

Nel *primo capitolo* di questa tesi è stato presentato **l'idrogeno** in maniera piuttosto asettica, al fine di fare emergere chiaramente la peculiarità pregnante dell'idrogeno: **è l'unico combustibile in grado di generare energia con impatto ambientale nullo o quasi nullo**. Nessun altro combustibile al mondo è in grado di rilasciare energia sviluppando come unico prodotto di reazione solo acqua; tutti gli altri di qualunque genere o natura (ad eccezione di quelli nucleari) rilasciano in ambiente agenti inquinanti in misura direttamente proporzionale al tenore di carbonio contenuto.

Nel *secondo capitolo* è stato evidenziato che l'idrogeno non è una fonte energetica perché non è liberamente disponibile in natura. Non esistono giacimenti di idrogeno molecolare, mentre, invece, esistono pozzi di petrolio, miniere di carbone, riserve di uranio, giacimenti di gas naturale. **L'idrogeno, dunque, non è una forma di energia primaria, bensì necessita di una**

sorgente energetica di tipo primario perché possa essere prodotto e reso disponibile secondo modalità e bisogni dell'utilizzatore. Il costo energetico di produzione, in termini di energia primaria, varia da un minimo del 35% (steam reforming del metano) fino ad un massimo del 90-95% (elettrolisi alimentata da fotovoltaico). In ogni caso, deve essere chiaro che **la conversione di una qualunque fonte primaria in idrogeno è un processo che, in ambito energetico, impedisce di perseguire obiettivi di razionalizzazione dei consumi**. In buona sostanza, gli impieghi energetici dell'idrogeno sono sempre dettati da motivi di carattere ambientale.

Nel *terzo capitolo* sono stati individuati e descritti i motivi che finora hanno impedito di impiegare l'idrogeno per scopi energetici. La principale criticità è relativa alla mancanza di una rete capillare di distribuzione la qual cosa scoraggia eventuali produttori dall'avviare la commercializzazione di applicazioni fondate sull'idrogeno. L'unica maniera di realizzare una rete di distribuzione territoriale senza eccessivi investimenti di risorse finanziarie e di tempo sembrerebbe essere una produzione distribuita mediante elettrolisi alimentata con energia elettrica prelevata da rete. In particolare, **partendo dal presupposto che l'idrogeno potrebbe essere molto utile per contenere le concentrazioni di inquinanti nei siti ad alta densità abitativa e ad elevata intensità energetica, sarebbe utile promuovere l'installazione di elettrolizzatori nelle stazioni di rifornimento** cosicché sia possibile con poco sforzo ed in tempi relativamente brevi porre le basi per una produzione in serie di autoveicoli con alimentazione ad idrogeno. In vero, la soluzione non sembra particolarmente invasiva perché non è così difficile trovare stazioni di servizio

con sufficiente spazio per accogliere gli elettrolizzatori ed un nuovo serbatoio di stoccaggio. D'altronde, **la mobilità è uno dei pochi ambiti in cui è possibile impiegare idrogeno per scopi energetici con penalizzazioni contenute (o anche nulle) in termini di efficienza degli usi finali**: ciò vuol dire che è possibile alleggerire i problemi di inquinamento locale senza aggravare quelli di tipo globale. In presenza di penalizzazioni consistenti in termini di efficienza degli usi finali, infatti, i vantaggi di una delocalizzazione dell'inquinamento locale sono più che compensati da un incremento dei consumi di energia primaria (tipicamente da fonte non rinnovabile) ovvero da una maggiore produzione di inquinanti a livello globale. In ogni caso, **se si riuscisse a produrre idrogeno in quantità consistenti impiegando solo energia primaria di tipo rinnovabile si riuscirebbe a consumare energia senza impatto ambientale né a livello locale, né a livello globale.**

Nel *quarto capitolo* si è verificato che **la fonte solare potrebbe consentire di produrre idrogeno su larga scala senza sostanziali problemi di impatto ambientale.**

Nel *quinto capitolo* è stata analizzata la fattibilità di produrre idrogeno mediante termolisi diretta dell'acqua ad alta temperatura (2.000-2.500K) ed alimentata con energia solare concentrata. L'analisi energetica effettuata ha evidenziato criticità per ora insormontabili portando alla conclusione che **la termolisi diretta non è molto conveniente dal punto di vista energetico né facilmente ingegnerizzabile allo stato dell'arte.**

Nel *sesto capitolo* sono state sintetizzate due metodologie che sono attualmente allo studio in molti laboratori di ricerca; queste mirano alla

realizzazione della termolisi dell'acqua a temperatura più bassa (800-900°C) mediante l'ausilio di opportuni catalizzatori. Sono stati individuati nel mondo oltre un centinaio di potenziali catalizzatori, ma nessuno ha finora dimostrato di coniugare economicità, affidabilità, semplicità di rigenerazione e non pericolosità per l'ambiente. **Le prospettive di sviluppo di termolisi mediante cicli termochimici, seppur promettenti, non sono proprio immediate.**

Nel *settimo capitolo* è stata affrontata l'elettrolisi da fonte solare²⁰ come possibile strada per far decollare fin da subito un'economia all'idrogeno. In tale ottica, sono state effettuate valutazioni di prefattibilità relativamente a due potenziali applicazioni dell'idrogeno prodotto per via elettrolitica.

La prima analisi effettuata ha riguardato un confronto tra due impianti di produzione dell'energia elettrica, basati, rispettivamente, sull'uso del fotovoltaico (con utilizzo di idrogeno come sistema di regolazione-accumulo del processo) e sul solare termodinamico a concentrazione (con accumulo a sali fusi). Stante i costi ancora troppo elevati della tecnologia fotovoltaica, l'utilizzo dell'idrogeno come sistema di regolazione non è risultato competitivo con l'accumulo a sali fusi.

Nella seconda ipotesi di applicazione, invece, è stata verificata la fattibilità di favorire la sostituzione di parte del parco veicolare di rinnovo con autoveicoli ad idrogeno; l'analisi è stata condotta tenendo conto dell'opportunità di avviare una produzione distribuita dell'idrogeno mediante elettrolisi da fonte solare²¹ presso stazioni di servizio già presenti nella rete nazionale di distribuzione del

²⁰ Per elettrolisi da fonte solare si intende un processo di elettrolisi alimentato con energia elettrica prodotta mediante l'utilizzo della fonte solare. Tale energia può essere prodotta direttamente in loco oppure generata altrove e veicolata mediante la rete elettrica nazionale

²¹ Vedi nota 20

carburante per autotrazione. Questa tipologia di applicazione, invero, risulta particolarmente interessante nel breve periodo perché crea la possibilità, senza grossissimi investimenti infrastrutturali, di contribuire a riportare l'attenzione sui benefici derivanti dall'uso di un vettore energetico pulito, come l'idrogeno in abbinamento alla fonte solare. Previsioni sulla bontà di una produzione distribuita dell'idrogeno nel medio-lungo periodo non sono invece possibili; infatti, la generazione di idrogeno in misura consistente con una produzione distribuita mediante elettrolisi alimentata da energia elettrica di origine solare richiede l'interconnessione in rete di grosse potenze fotovoltaiche. Questo, però, è possibile solo nei limiti di portata elettrica sopportabili dalla rete. Dunque, **l'interconnessione in rete di grossi impianti fotovoltaici non è possibile oltre certe soglie** e questo un grave fattore limitante. Le prospettive di sviluppo e diffusione di impianti solari termodinamici a concentrazione potrebbero consentire di alleggerire il problema. Rispetto agli impianti fotovoltaici, quelli solari a concentrazione sono caratterizzati da un fattore di carico (rapporto tra ore di lavoro in condizioni nominale ed ore totali) molto più alto ovvero, a parità di energia resa, immettono in rete flussi di potenza più contenuti. **L'integrazione in rete degli impianti solari termodinamici, dunque, potrebbe** consentire, a parità di potenza nominale di picco installata, di immettere in rete più energia elettrica e di **ridimensionare il problema di una rete che oggi funge da collo di bottiglia.**

In definitiva, emerge che *il decollo di una vera e propria 'economia all'idrogeno è veramente difficile in tempi brevi. Salvo che l'innovazione tecnologica non*

renda disponibile una risorsa energetica abbondante e poco inquinante, verosimilmente nel breve l'integrazione dell'idrogeno nei sistemi energetici può avvenire solo nel settore dei trasporti urbani. Ma al di là di esperienze transitorie, se non si vuole che tutto si riduca a qualche goccia in un oceano, occorrerà fare i conti con la necessità di un ripotenziamento della rete, nonché sarà fondamentale attendere che decollino gli impianti solari termodinamici a concentrazione.

Tutte le tecniche di produzione da solare, infine, al momento risultano ancora in fase sperimentale; anche quando sono mature (come l'elettrolisi da fotovoltaico) non possono essere applicate su larga scala o evidenziano, al crescere delle dimensioni produttive, criticità tali da renderle poco competitive rispetto alle fonti fossili. Anche in questo caso, probabilmente, la soluzione si avrà nel medio periodo quando diverranno mature tecnologie ancora poco adoperate (come il solare termodinamico a concentrazione) o se il gap con le fonti fossili dovesse ridursi per l'incremento del prezzo di queste ultime (con il progressivo diminuire delle riserve mondiali).

BIBLIOGRAFIA

- [1] **CHIMICA**
(di Mahan B.H. e Myers R. J., Casa Editrice Ambrosiana)
- [2] **PRINCIPI DI TRASMISSIONE DEL CALORE**
(di Kreith F., Liguori Editore)
- [3] **FISICA TECNICA**
(di Alfano G. e Betta V., Liguori Editore)
- [4] **STEAM AND GAS TABLE WITH COMPUTER EQUATIONS**
(di Irvine T.F. jr, e Liley P. E., Academic Press, inc (London) ltd.)
- [5] **PRINCIPI DEI PROCESSI CHIMICI – Bilanci di materia ed energia (vol. I)**
(di Olaf Hougen, Kenneth Watson, Roland A. Ragatz, editore Casa Editrice Ambrosiana)
- [6] **HYDROGEN: ITS TECHNOLOGY and IMPLICATIONS – PRODUCTION TECHNOLOGY (vol.I)**
(di Kennet E. Cox, K. D. Williamson jr, editore CRC Press)
- [7] **LE ENERGIE RINNOVABILI**
(di Andrea Bartolazzi, editore Hoepli, 2006)
- [8] **ENERGIA, OGGI E DOMANI**
(di Armaroli N. e Balzani V., Bonomia University Press)
- [9] **CONCENTRATED SOLAR THERMAL ENERGY**
(European research, Bruxelles, Belgium, 2004)
- [10] **CALORE AD ALTA TEMPERATURA DALL'ENERGIA SOLARE - UNA TECNOLOGIA INNOVATIVA PER UN'ENERGIA PULITA, DISPONIBILE CON CONTINUITÀ E AD UN COSTO COMPETITIVO**
(Pubblicazione ENEA, 2004)
- [11] **PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE SISTEMI SOLARI A CONCENTRAZIONE**
(Pubblicazione ENEA, 2004)
- [12] **RENEWABLE ENERGIES. INNOVATION FOR THE FUTURE**
(Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety,

maggio 2004

- [13] **DIRECT SOLAR THERMAL SPLITTING OF WATER AND ON-SITE SEPARATION OF RODUCT. I. THEORETICAL EVALUATION OF HYDROGEN YELD,**
(di Kogan A., Int. J. of Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 5, pp. 481-487, 1997)
- [14] **DIRECT SOLAR THERMAL SPLITTING OF WATER AND ON-SITE SEPARATION OF RODUCT. II. EXPERIMENTAL FEASIBILITY STUDY**
(di Kogan A., Int. J. of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 2, pp. 89-98, 1998)
- [15] **DIRECT SOLAR THERMAL SPLITTING OF WATER AND ON-SITE SEPARATION OF RODUCT. III. IMPROVEMENT OF REACTOR EFFICIENCY OF STEAM ENTRAINMENT**
(di Kogan A., Int. J. of Hydrogen Energy 25 (2000), pp. 739-745)
- [16] **DIRECT SOLAR THERMAL SPLITTING OF WATER AND ON-SITE SEPARATION OF RODUCT. II. DEVELOPMENT OF POROUS CERAMIC MEMBRANES OF SOLAR HERMAL WATER SPLITTING REACTOR**
(di Kogan A., Int. J. of Hydrogen Energy 25 (2000), pp. 1043-1050)
- [17] **CALORE AD ALTA TEMPERATURA DALL'ENERGIA SOLARE - UNA TECNOLOGIA INNOVATIVA PER UN'ENERGIA PULITA, DISPONIBILE CON CONTINUITÀ E AD UN COSTO COMPETITIVO**
(opuscolo ENEA, 2004)
- [18] **ECONOMIA ALL'IDROGENO**
(di Jeremy Rifkin, Mondadori, 2002)
- [19] **UNA NUOVA RETE PER L'ECONOMIA DELL'IDROGENO**
(di Paul M. Grant, Chauncey Starr, articolo tratto da "Le Scienze", settembre 2006)
- [20] **PRODUZIONE DI IDROGENO LIQUIDO DA CARBONE PULITO**
(di Gianluca Valenti ed Ennio Macchi, memoria dal 61° Congresso nazionale ATI, settembre 2006)
- [21] **UTENZA ISOLATA ALIMENTATA DA PANNELLI FOTOVOLTAICI CON ACCUMULO DI IDROGENO**
(di N. Arcuri e R. Bruno, memoria dal 61° Congresso nazionale ATI, settembre 2006)
- [22] **SISTEMI FOTOVOLTAICI: PROGETTAZIONE E VALUTAZIONE ECONOMICA IN CONTO ENERGIA**
(A. Caffarelli, G. De Simone, Maggioli Editore, 2007)
- [23] **PROGETTAZIONE DI IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI**

(G. Scatizzi, F. Venturelli, F. Matera, Maggioli Editore, 2007)

[24] **L'ENERGIA FOTOVOLTAICA**

(opuscolo ENEA, 2006)

[25] **IDROGENO, ENERGIA DEL FUTURO**

(opuscolo ENEA, 2003)

[26] **USE OF SOLAR ENERGY FOR DIRECT AND TWO-STEP WATER DECOMPOSITION CYCLES**

(E. Bilgen, M. Ducarriori, M. Eoex, F. Sibieude, F. Trombe - International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 2, pp. 251-257. Pergamon Press, 1977)

[27] **HYDROGEN AND OXYGEN FROM WATER-VI. QUENCHING THE EFFLUENT FROM A SOLAR FURNACE**

(R. B. Diver, S. Pederson, T. Kappmjf, E. A. Fletcher - Energy Vol.8 No.12.p p. 947-955 - Pergamon Press, 1983)

[28] **GLOBAL CONCENTRATING SOLAR POWER – OUTLOOK 2009**

(Outlook 2009 pubblicato da Greenpeace, Solar PACES, ESTELA)

[29] **STATE OF THE ART ON HIGH TEMPERATURE THERMAL ENERGY STORAGE FOR POWER GENERATION. PART 1 — CONCEPTS, MATERIALS AND MODELIZATION**

(A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. La'zaro, P. Dolado, B. Zalba, L. F. Cabeza - Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 31–55 – Elsevier, 2009)

[30] **STATE OF THE ART ON HIGH-TEMPERATURE THERMAL ENERGY STORAGE FOR POWER GENERATION. PART 2 — CASE STUDIES**

(M. Medrano, a. Gil, I. Martorell, X. Potau, L. F. Cabeza - Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 56–72 – Elsevier, 2009)

[31] **IMMAGAZZINAMENTO E GENERAZIONE DI IDROGENO DA BOROIDRURI ALCALINI**

(A. Pozio, M. De Francesco, G. Monteleone, R. Oronzio, S. Galli – Energia, ambiente e novazione 1/2007)

[32] **MODELING AND OPTIMIZATION OF A HIGH TEMPERATURE SOLAR REACTOR
Insight into Research and Modeling in Concentrating Solar Technology**

(di S. Haussener, 2008)