

CAPITOLO 1

Le fonti energetiche si possono classificare in fonti primarie e fonti secondarie: le prime sono le fonti presenti in natura prima di avere subito qualunque trasformazione, le quali non sono immediatamente disponibili, ma devono essere trasformate prima di essere utilizzate. Sono fonti primarie sia le rinnovabili come l'energia eolica, solare, idrica, geotermica, biomasse, ma anche le non rinnovabili come il petrolio greggio, gas naturale, carbone e materiali fossili. Le seconde sono le fonti che derivano da una trasformazione energetica delle fonti primarie, come la benzina, il diesel, il GPL, l'idrogeno, ovvero i combustibili e l'energia elettrica che è ottenuta dalla conversione dell'energia meccanica, chimica, nucleare o elettromagnetica.

La parte di energia che al netto è consegnata all'utenza è detta energia finale, ma l'utilizzo di questa energia comporta delle perdite legate al rendimento, quindi la quantità di energia disponibile, quella utile, è inferiore a quella finale.

Ci sono due tipi di fonti energetiche: quelle rinnovabili, che forniscono energia rigenerabile in tempi confrontabili con quelli della vita di un uomo oppure inesauribili come il sole, vento e il calore della terra. Poi ci sono le fonti energetiche non rinnovabili, che hanno tempi di generazione a scala geologica, le quali si sono formate nel corso del tempo geologico come i combustibili fossili o durante la formazione del pianeta come l'uranio. La disponibilità di queste fonti è quindi limitata e costituisce una sorta di "portafoglio energetico" della terra. Secondo IEA nel 2014 solo il 14% dell'energia consumata nel mondo è stata prodotta da fonti rinnovabili, il resto deriva in maggioranza dai combustibili fossili (81%) e poi dal nucleare (5%).

Un concetto fondamentale per valutare la qualità e quindi gli sprechi di ogni attività umana è il rendimento, un indice che esprime il rapporto tra quanto si ottiene nella pratica da una trasformazione energetica, considerando l'energia dissipata (energia utile) e il massimo di quanto si potrebbe ottenere (energia fornita).

L'energia ha sempre rappresentato un oggetto prioritario di interesse degli stati nazionali perché essa è essenziale sotto il profilo economico e strategico sotto il profilo politico.

Con il termine sistema energetico si indica l'insieme dei processi di produzione, trasformazione, trasporto e distribuzione delle fonti di energia. Tanto è semplice l'utilizzo dell'energia messa a nostra disposizione, tanto è complesso produrre e trasportare quell'energia. Le difficoltà nascono principalmente da 3 fattori: **la distribuzione non omogenea delle fonti primarie**, quindi è necessario stabilire accordi tra Paesi produttori e Paesi consumatori, poi **la trasformazione delle fonti primarie in energia finale e utile**, dove i processi di trasformazione da fonti primarie a secondarie e l'organizzazione della loro distribuzione al consumo sono complessi e la loro corretta gestione richiede competenze tecniche adeguate. Il terzo fattore da rispettare è quello della **sicurezza**, dove tutte le attività devono essere svolte in condizioni di sicurezza per l'uomo e l'ambiente.

L'importanza dell'energia nella società moderna ha portato alla creazione di sistemi energetici complessi e quindi alla necessità di misurare la quantità di energia consumata in un certo intervallo di tempo, ogni anno, e stabilire con certezza da quale fonte la si ricava, da quale Paese la si importa, elaborando schemi di rappresentazione dei flussi di energia e del loro utilizzo nei diversi settori di utenza: si tratta del Bilancio Energetico Nazionale (BEN). Il BEN è il bilancio energetico più utilizzato e consiste in una raccolta di informazioni su come è prodotta l'energia e su come è utilizzata nell'arco di un anno. L'energia messa a disposizione dalle varie fonti è espressa con un'unità di misura comune il TEP o TOE, ovvero la tonnellata equivalente di petrolio che equivale a 42GJ. Grazie a questi dati possiamo sapere quanta energia è messa a disposizione di un Paese o per essere consumata direttamente (energia elettrica prodotta dalle centrali idroelettriche) o per essere trasformata in prodotti derivati da inviare successivamente al consumo finale (il petrolio che viene trasformato nelle raffinerie in benzina) o infine per essere trasformata in energia elettrica (il carbone e il gas utilizzati nelle centrali termoelettriche).

I bilanci energetici consentono di comprendere i profili stagionali di consumo (illuminazione) o di produzione (caldaie), essi vengono pubblicati annualmente da Eurostat e sono alla base di numerosi studi, piani e progetti di sviluppo: confrontando il consumo primario di energia con i dati sulla produzione è possibile capire se un Paese è riuscito a incrementare l'efficienza energetica e poi è possibile analizzare la provenienza delle fonti (importata o di produzione nazionale) e l'andamento dei consumi nazionali: un'indicazione molto utile è la dipendenza dalle importazioni di energia.

La disponibilità di grandi quantitativi di energia è una condizione imprescindibile per il buon funzionamento delle nazioni industrializzate, sia per la produzione di beni, sia di servizi: i livelli di benessere odierni non sarebbero possibili senza energia elettrica, indispensabile a gran parte delle attività produttive artigianali e industriali, in cui l'impiego di macchinari sempre più sofisticati e automatizzati consente alti livelli di produttività. La centralità dell'energia elettrica è comune anche alle attività produttive non industriali, ovvero i sistemi informatici e di comunicazione: infatti il consumo energetico nel settore ICT necessita di enormi quantità di energia elettrica circa il 5-10% sul totale dell'energia elettrica prodotta.

L'importanza di poter disporre di energia non si limita solo all'elettricità: senza petrolio e i suoi derivati tutta la mobilità sarebbe irrealizzabile, portando all'interruzione di ogni attività commerciale e all'indisponibilità di merci non prodotte localmente. In alcune aree, inoltre, l'impossibilità di accedere a grandi quantitativi di energia renderebbe impossibile adattare l'ambiente alle condizioni di sopravvivenza della popolazione, come le zone molto fredde o desertiche o carenti di acqua potabile.

Più dell'80% dell'energia è prodotta da fonti fossili i cui giacimenti non sono equamente distribuiti tra i vari Paesi: se le materie prima o le fonti energetiche si trovano all'interno del territorio controllato da uno stato il problema di come organizzare e gestire l'utilizzo è una questione di politica economica interna. Se le materie prima vengono importate, l'interruzione delle forniture può essere un problema critico che sfugge al controllo diretto dello Stato importatore, per esempio nel caso dei Paesi Europei il 56% dell'energia è importata e nel caso dell'Italia supera l'80%, quindi si tratta proprio di una questione di sicurezza energetica, perché il danno causato da un'interruzione di energia avrebbe conseguenze devastanti sulla società europea.

CAPITOLO 2

L'industria petrolifera si occupa dei processi globali di esplorazione, trasporto, raffinazione, distribuzione e vendita di idrocarburi naturali liquidi e gassosi, ovvero petrolio grezzo e gas naturale. Oltre il 60% dell'energia primaria necessaria oggi proviene da greggio e gas naturale, quindi gli idrocarburi oltre ad essere alla base dell'industria chimica, rappresentano la maggior fonte di energia del pianeta e sono ancora la fonte chiave che garantisce la mobilità di persone e merci.

Gli idrocarburi sono composti organici di natura fossile che contengono atomi di carbonio e di idrogeno che si sono formati nell'arco del tempo geologico e vengono utilizzati come combustibili per produrre energia.

L'industria petrolifera è a livello mondiale la più grande industria in termini di valore monetario ed è suddivisa in 3 settori: upstream, midstream e downstream.

Il settore upstream si occupa delle fasi tecnologiche e industriali poste a monte della catena produttiva di greggio e gas naturale: le oil company firmano contratti con Stati sovrani per reperire aree a terra e a mare in cui fare ricerca di accumuli petroliferi e si occupano sia della gestione imprenditoriale e tecnica dell'esplorazione geologica e geofisica del sottosuolo, sia delle fasi progettuali e di ingegneria necessarie per estrarre gli idrocarburi contenuti nei giacimenti. Si tratta quindi del settore più a rischio dal punto di vista finanziario e geo-politico, ma anche quello del massimo ritorno sugli investimenti.

Il settore midstream si occupa del trasporto e dello stoccaggio del greggio e del gas naturale. Il loro trasporto è realizzato con oleodotti, gasdotti e navi. Il gas può essere trasportato anche con navi complesse e costose chiamate metaniere, nel caso sia stato liquefatto prima, si tratta di LNG oppure fortemente compresso CNG. Per il greggio che è in fase liquida si usano le navi dette petroliere.

Per quanto riguarda lo stoccaggio nei mesi estivi del gas naturale, si usano giacimenti di gas ormai esauriti, per conservare il gas naturale e poterlo utilizzare nei mesi invernali, cioè nei momenti di consumo di punta. Lo stoccaggio è una necessità connessa alla tipologia tipica dei contratti di fornitura take or pay, poco flessibili sulla quantità fornita, legati ai grandi gasdotti che collegano i produttori ai consumatori.

Il settore downstream si occupa della gestione industriale e tecnica del settore della raffinazione del greggio e della distribuzione e vendita dei prodotti petroliferi come la benzina, il gasolio, il GPL, etc. Ricordiamoci che il greggio non è utilizzabile così come esce dal sottosuolo, essendo una materia prima, ma va lavorato e trasformato prima dell'utilizzo.

Il petrolio greggio è un combustibile fossile presente in natura: è prodotto da resti fossili di organismi, piante e animali, morti milioni di anni fa. Questi organismi hanno accumulato l'energia proveniente dal Sole e, dopo la loro morte, si sono in parte degradati in condizioni aerobiche, trasformandosi in CO₂, mentre in parte sono rimasti sepolti in condizioni anaerobiche, trasformandosi lentamente in idrocarburi naturali, come il petrolio, il gas e il carbone. Quindi questi fossili ci restituiscono l'energia solare accumulata nel tempo geologico.

Le molecole di idrocarburi sono costituite da 2 tipi di atomi: carbonio (C) e idrogeno (H), in base alla quantità di atomi di carbonio presenti nella molecola a temperatura e pressione ambientale possono essere gassosi (C₄), liquidi, l'olio, (C₅-C₁₆), caratterizzati da molecole più grandi principalmente di carbonio e di idrogeno e altri eterocomposti, e poi solidi (>C₁₆), inoltre avendo il carbonio tante possibilità di legarsi ad altri atomi di C e H, si possono creare ampie categorie di sostanze: idrocarburi caratterizzati da legami semplici (gli alcani come il metano), quelli con legami doppi (gli alcheni come il propilene) e quelli con legami tripli (gli alchini come l'acetilene).

I gas prodotti da un giacimento sono costituiti principalmente dagli alcani più leggeri come il metano e l'etano, poi possono esserci anche gas leggeri non idrocarburi, quali l'azoto, la CO₂, e il solfuro di idrogeno, che sono presenti in quantità dipendenti dal tipo di giacimento.

Gli idrocarburi presenti nel greggio sono suddivisi in 3 classi: le paraffine, idrocarburi saturi contenenti catene lineari o ramificate di atomi di carbonio, i nafteni, sono idrocarburi saturi contenenti strutture ad anello, ciascuno dei quali può avere più strutture laterali paraffiniche e gli aromatici, contengono almeno un anello benzenico, più catene laterali lineari o ramificate paraffiniche. Le olefine, invece, sono così scarse nel greggio da considerarsi trascurabili.

Gli ambienti naturali favorevoli alla formazione di idrocarburi sono i bacini sedimentari con forte tasso di sedimentazione, caratterizzati da scarsa circolazione sui fondali, che permette l'instaurazione di condizioni anaerobiche in cui la materia organica non è soggetta a ossidazione. Quindi gli organismi morti si depositano sul fondo marino o lacustre e sono continuamente ricoperti da detriti, formando strati di sedimenti ricchi in sostanza organica, che possono trasformarsi in "rocce madri" a seguito di particolari processi geologici. Lo sprofondamento dei sedimenti sottopone la materia organica a pressione e temperatura maggiori di quelle esistenti in superficie, innescando processi di maturazione della materia organica, che si trasforma prima in kerogene (1000m di profondità e 50°C) e poi in idrocarburi veri e propri, ovviamente la durata del processo può durare milioni e milioni di anni in funzione della temperatura e della pressione cui sono sottoposte le rocce madri. Infine, gli idrocarburi possono migrare per differenza di densità e accumularsi nel sottosuolo all'interno di microporosità o fratture di particolari formazioni geologiche, dette "rocce serbatoio".

Quindi l'insieme degli elementi e dei processi geologici che portano alla formazione di un giacimento di idrocarburi costituisce il sistema petrolifero, che è quindi formato dalla roccia madre, dalla roccia serbatoio, che sono le rocce porose e impermeabili in cui si possono accumulare gli idrocarburi e la roccia di copertura, che è una roccia continua e impermeabile, di solito argilla, che serve a confinare superiormente le rocce serbatoio. Il tutto costituisce il sistema "trappola".

Una roccia serbatoio o reservoir è una roccia sedimentaria porosa, permeabile, e che contiene fluidi nello spazio poroso, quindi costituita da idrocarburi e acqua. È molto importante valutare la porosità della roccia per determinare il volume degli idrocarburi contenuti e la permeabilità per stimare la potenziale produttività del giacimento stesso.

I valori di porosità variano da 0.5-1% e 35-40% e indicano quanti vuoti/pori ci sono rispetto al volume totale.

La permeabilità è definita dalla legge di Darcy e la sua unità di misura è il metro quadrato. Maggiore è la permeabilità tanto maggiore è la portata di olio o di gas producibile da ogni pozzo a parità di gradiente di pressione a fondo pozzo. Le prove di porosità, permeabilità e saturazione, ovvero la percentuale di idrocarburi contenuti negli spazi porosi, vengono fatte su campioni cilindrici di roccia detti "carote".

La ricerca dei nuovi giacimenti o esplorazione petrolifera è molto costosa e consiste nell'individuare la presenza di sistemi petroliferi e di trappole ancora integre, non troppo interessate da faglie. Le attività consistono in: **individuazione delle zone petrolifere** più promettenti di un bacino sedimentario tramite studi geominerari e/o con misure effettuate in superficie, quindi poco invasive per l'ambiente, poi **elaborazione di un modello geologico del sottosuolo** per mezzo di sistemi di interpretazione dati e di modellazione matematica 3D e **infine la verifica di questo modello** tramite la perforazione di un pozzo esplorativo.

CAPITOLO 4

Il petrolio greggio è un liquido infiammabile, viscoso, normalmente di colore nero, marrone scuro o verdognolo fino all'arancione. Si trova in giacimenti della crosta terrestre a profondità comprese tra i 1000 e gli 8000 metri. Si definisce greggio così come è estratto dal sottosuolo, prima di subire i rispettivi trattamenti finalizzati a trasformarlo, nelle raffinerie, in prodotti lavorati utilizzabili. È una miscela naturale di idrocarburi liquidi costituiti da alcani (30%), cicloalcani (40%) e in quantità minori da idrocarburi aromatici (25%), mentre il 5% restante è rappresentato da altri eterocomposti come solforati, azotati e ossigenati, oltre ai metalli pesanti. Se prevale la quantità di alcani il greggio è detto **paraffinico**, mentre se prevale la quantità di cicloalcani il greggio è detto **naftenico**. Data l'elevata complessità di tale miscela si preferisce indicarne la composizione elementare: C=85%, H=13% e il restante 2% è costituito da altri elementi. Esistono diverse tipologie di greggi in base alle **proprietà fisiche** come la densità e la viscosità, il **rendimento in fase di raffinazione** e il **tenore di zolfo o dei metalli pesanti**. È importante rimuovere i metalli in fase di raffinazione: di solito i greggi più densi sono quelli che hanno anche un tenore di zolfo più alto, quindi quelli in cui è più difficile rimuovere i metalli pesanti. Nella pratica la densità è espressa da un'unità tecnica detta Grado API, che vale: $^{\circ}\text{API} = (141,5 / \text{Specific Gravity}) - 131,5$, con la Specific Gravity che è la densità relativa del greggio rispetto all'acqua a parità di temperatura ($60^{\circ}\text{F} = 15,6^{\circ}\text{C}$), quindi il rapporto tra la massa di un volume di greggio a 60°F e la massa di un uguale volume di acqua a 60°F . Un grado API superiore a 10 indica che il petrolio è più leggero dell'acqua. Il greggio di solito ha una densità sempre inferiore dell'acqua, quindi il $^{\circ}\text{API}$ è sempre compreso, in genere, tra 10, greggi molto pesanti, e oltre 45 per i greggi ultra-leggeri. Un altro modo per classificare il greggio è in base al suo contenuto di zolfo: si definiscono acidi i greggi con alto contenuto di zolfo e dolci quelli con basso contenuto di zolfo, che deve essere rimosso durante la fase di raffinazione, insieme al contenuto in metalli pesanti. Di solito che contengono una maggior quantità di frazioni leggere sono più costosi.

Il greggio appena estratto è costituito da un'emulsione di idrocarburi, acqua salata, gas, Sali, composti solforati e sostanze inerti come sabbia e metalli pesanti. Prima di essere immesso negli oleodotti o caricato su petroliere per il successivo invio alle raffinerie, deve subire dei trattamenti in prossimità dei luoghi di produzione quali: il **degasamento**, che prevede la liberazione dei gas che si trovano nel greggio nelle condizioni di giacimento. Consiste nel far transitare il fluido prodotto dai pozzi all'interno di separatori, che sono dei recipienti in pressione, nei quali il fluido subisce un salto di pressione, liberando gas poi commercializzato e, separando per gravità la maggior parte dell'acqua. La **disidratazione** serve per eliminare la restante acqua presente sotto forma di emulsione nel greggio. In questo caso si usano dei prodotti chimici emulsionanti tensioattivi oppure si riscalda la miscela. La **desolforazione** e la

desalficazione, cioè la rimozione dei componenti solforati e dei Sali, fino a portare il tenore di zolfo a norma commerciale. Al termine dei vari processi, il greggio è inviato ai serbatoi di stoccaggio.

Il greggio è commercializzato in barili (1 barile=159 litri) o in tonnellate, TEP o TOE, la tonnellata equivalente di petrolio, dove 1 TEP corrisponde a 42GJ, quindi indica la quantità di energia generata nella combustione di una tonnellata di greggio, ricordando che le diverse varietà di greggio hanno poteri calorifici diversi. Poi è quotato in borsa, la cui quotazione indica il prezzo massimo cui può essere scambiato il petrolio sul mercato finanziario. Però è importante sapere che sul mercato esistono greggi più pregiati e greggi meno pregiati: il tenore di zolfo deve essere limitato, maggiore è la percentuale di benzina presente, maggiore è la qualità del greggio, minore è la densità, maggiore è la qualità del greggio.

Pro	Contro
<ul style="list-style-type: none"> - Alto contenuto di energia per unità di volume - Facilmente producibili e trasformabili - Facilmente trasportabili -Facilmente immagazzinabili - Facilmente disponibili quando servono - Facilmente utilizzabili con macchinari abbastanza semplici - Poco costosi rispetto alle altre fonti energetiche 	<ul style="list-style-type: none"> - Producono emissioni che si accumulano nelle matrici ambientali come acqua, aria e suolo e possono capitare dispersioni nell'ambiente a causa di eventi accidentali. - La loro combustione diffonde SO₂ e CO₂ in atmosfera, di cui quest'ultimo è il maggior responsabile del riscaldamento globale. - Non sono rinnovabili. - Sono fonti di tensioni geopolitiche in virtù della loro distribuzione disomogenea a livello mondiale.

Dal greggio si ottengono molti prodotti come combustibili per il settore dei trasporti, infatti il 65% della produzione giornaliera di greggio è legata alla mobilità di persone e merci, prodotti di base per l'industria petrolchimica come materiali plastici, lubrificanti, fibre tessili, coloranti, medicinali, colle, solventi, vernici, detergenti, fertilizzanti, farmaci, antiparassitari, etc..

Le 4 molecole più usate sono l'etilene, il propilene, il butadiene e il benzene: il primo, l'etilene, è quello più utilizzato, infatti mediante polimerizzazione otteniamo il polietilene presente in numerosi imballaggi e rivestimenti, poi se lo combiniamo con l'acqua otteniamo l'alcol etilico, se, invece, lo combiniamo con il benzene si ottiene il polistirolo, usato come isolante in edilizia e per imballaggi e combinandolo con il cloro si ottiene il PVC, utilizzato nel settore edile per realizzare tessuti impermeabili.

In Italia nel 2018 sono state importate 60 milioni di tonnellate di greggio, che rappresenta l'80% dell'import totale, cui si aggiunge la produzione nazionale, da 9 paesi tra i quali Azerbaijan, Russia, Iraq, Iran, Arabia Saudita, Libia, Kuwait, Kazakhstan e Nigeria.

I sottoprodotti del greggio non più utilizzati dall'industria petrolchimica sono impiegati come carburante nei grandi motori marini oppure nelle centrali termoelettriche per la produzione di energia o anche impianti di riscaldamento domestico e di produzione di acqua calda, soprattutto nelle zone non servite dalla rete di distribuzione nazionale.

CAPITOLO 5

Il gas naturale è un combustibile fossile che si trova nei giacimenti del sottosuolo sotto forma di una miscela di idrocarburi a composizione variabile: il costituente principale è il metano (CH₄), seguito da altri idrocarburi semplici come le paraffine, tra le quali ci sono l'etano, il propano e il butano, ma possono essere presenti anche altri gas come CO₂, N₂ e H₂S e altri gas rari. Se le miscele contengono principalmente metano si dicono secche, mentre se contengono idrocarburi più complessi si dicono umide.

Il metano è l'idrocarburo più semplice, più leggero dell'aria, incolore, inodore e non tossico. È infiammabile con l'aria solo per concentrazioni comprese tra il 5% e il 15%. In condizioni standard, 1 metro cubo equivale a 38MJ, oltre 8000 kcal. Il passaggio del gas naturale allo stato liquido può avvenire diminuendo la temperatura o aumentando la pressione: il metano per esempio può diventare liquido anche a temperatura ambiente se raffreddato a -161°C (GNL), mentre le miscele di propano e butano diventano liquide solo se si aumenta la pressione, avendo una temperatura critica superiore a quella ambiente.

Tra i combustibili fossili, il gas naturale è quello relativamente più pulito, quindi il più ecologico e sostenibile, ma non a emissioni zero. La sua combustione libera la minor quantità di CO₂ rispetto a qualsiasi altro combustibile e quindi il suo utilizzo provoca un minor impatto ambientale. Poi le sue emissioni non contengono residui carboniosi, benzene e polveri sottili, poi la sua capacità di formare ozono è inferiore dell'80% rispetto alla benzina.

Il gas naturale si estrae da giacimenti geologicamente analoghi a quelli di petrolio, si tratta quindi di un'unica attività di ricerca, perché solo dopo la perforazione di pozzi esplorativi è possibile accertare la natura del giacimento, che potrà contenere idrocarburi liquidi, gassosi o una miscela di entrambi. Si parla di gas associato quando il gas è disciolto nell'olio, e di gas non associato quando il giacimento è costituito da solo gas naturale. La miscela di idrocarburi che eroga un pozzo di gas naturale non è un flusso di metano puro, ma contiene anche altri idrocarburi gassosi come etano, propano, butano e pentano, più pesanti, che a temperatura e pressione standard si presentano in fase liquida. È presente anche acqua liquida e allo stato di vapore proveniente dal giacimento, inoltre sono presenti altri gas diversi dagli idrocarburi come CO₂, N₂, O₂ e anche il solfuro di idrogeno, H₂S, che è un contaminante nocivo che deve essere rimosso. Prima di essere trasportato in condotta fino ai punti di utilizzo il gas deve rispondere a specifiche caratteristiche

dettate sia da norme di sicurezza sia da termini commerciali delle compagnie che amministrano i metanodotti, quindi deve essere trattato sul campo prima di essere immesso nel metanodotto. Deve in pratica rispettare un determinato **contenuto di vapore acqueo, contenuto di idrocarburi liquidi o liquefacibili, contenuto di componenti corrosivi, potere calorifico e pressione di vendita**. Quindi gli impianti, detti "centrali gas", per portare a norma commerciale il gas naturale variano in base alla composizione del gas erogato dai pozzi e alle norme fissate dalla società di trasporto e commercializzazione.

L'Italia è uno dei pochi Paesi che ha sempre valorizzato il gas naturale. Nel resto del mondo, però, l'utilizzo diffuso del metano sta iniziando solo adesso grazie alla continua costruzione di reti di metanodotti interrati, un sistema di trasporto ideale, economico, sicuro e a basso impatto ambientale. L'intera Europa, per esempio, è attraversata da una fitta rete di metanodotti interrati. Il gas importato in Italia rappresenta il 90% dei consumi ed è immesso nella rete nazionale attraverso 5 metanodotti (Gorizia, Mazara del Vallo, etc..) e 3 terminali di rigassificazione di GNL. Il principale fornitore è la Russia, poi la Libia e i paesi del Nord Europa. Il gas di produzione nazionale è invece immesso nella rete nazionale in corrispondenza di 51 punti di entrata dai campi di produzione o dai loro centri di raccolta e trattamento, ma anche dai campi di stoccaggio, che sono collegati alla rete. La rete di distribuzione nazionale del gas è articolata su 2 livelli: la **distribuzione primaria** riguarda il trasporto su scala nazionale, tranne la Sardegna, attraverso grandi condotte lunghe quasi 30000 km, la **distribuzione secondaria** trasporta il gas a livello locale e la sua distribuzione è affidata agli stessi Comuni o a società private che provvedono alla distribuzione attraverso proprie reti in oltre 5000 Comuni, servendo famiglie, utenti commerciali e piccole industrie.

Le centrali più efficienti per la produzione di energia elettrica sono quelle a ciclo combinato perché riutilizzano il calore che normalmente andava perso; infatti associano una centrale turbogas e un gruppo a vapore, così si può riutilizzare il calore residuo dei fumi in uscita per produrre vapore e ottenere energia dalla turbina che trasforma il lavoro meccanico in energia elettrica, aumentando così il rendimento fino al 56%. Poi ci sono anche i sistemi di cogenerazione che producono in sequenza energia elettrica e calore, aumentando l'efficienza della centrale.

Il gas naturale è utilizzato anche come **combustibile per autoveicoli** essendo più pulito, meno costoso e con un indice di sicurezza provato, **per il riscaldamento o l'acqua calda** ad uso residenziale essendo più pulito e conveniente grazie ai costi di gestione più bassi, **nell'industria petrolchimica** per la produzione di materie prime plastiche, al posto del petrolio, essendo meno costoso, più pulito e più semplice a livello di processi da effettuare.

Il GPL è una miscela di idrocarburi alcani a basso peso molecolare, quali butano e propano, con occasionale presenza di etano o di idrocarburi non saturi, quando possiedono un numero di atomi di idrogeno inferiore al numero massimo possibile per un dato numero di atomi di carbonio. Si ottiene liquefacendo gli alcani, butano e propano, separati durante il trattamento del gas naturale, che hanno un valore commerciale maggiore rispetto al metano. La sua disponibilità sul mercato è piuttosto elevata perché il gas naturale in giacimento è spesso umido, soprattutto quello associato alla produzione di greggio. I componenti del GPL a temperatura e pressione atmosferica sono allo stato gassoso, ma possono essere liquefatti aumentando la pressione, che deve essere tra 2 e 8 bar. È così possibile ridurre il volume ed aumentarne la densità, fino a 250 volte rispetto allo stato gassoso, e rendere economico il trasporto, che poi viene commercializzato in bombole ad uso domestico. Il GPL è quindi un combustibile a basso impatto ambientale e con un'elevata resa energetica, il suo potere calorifico è pari a 46MJ/kg. È estremamente infiammabile, ma non tossico, inoltre ha un basso contenuto di zolfo e può contribuire alla riduzione di CO₂.

CAPITOLO 6

Il carbone è un combustibile fossile solido, quindi un idrocarburo naturale come petrolio e gas. Esso è costituito dai resti di piante le cui strutture e forme, sebbene modificate, sono ancora riconoscibili al microscopio. La sua combustione libera l'energia solare immagazzinata dalle piante con la fotosintesi milioni di anni fa. Il carbonio è il principale componente del carbone e insieme all'idrogeno forma delle complesse molecole idrocarburiche, gli altri elementi della materia vivente originaria (O e N), invece, sono progressivamente scomparsi durante i processi chimico-fisici che l'hanno trasformata in un materiale simile ad una roccia. Nel tempo geologico si forma prima la **torba**, resti vegetali parzialmente decomposti con alto contenuto di acqua, poi la **lignite**, un solido friabile con il 70% di carbonio. Intanto il processo di fossilizzazione procede formando materiali sempre più solidi come il **litantrace**, il carbone più utilizzato per la produzione di energia elettrica e, infine, si ottiene l'**antracite**, il carbone migliore con maggiore potere calorifico e meno inquinante, ma poco utilizzata perché troppo costosa; si tratta di una roccia nera, lucida e compatta che ha un alto tenore di carbonio tra il 93% e il 98%. Il 95% dei giacimenti di carbone si trova nell'emisfero settentrionale ed il 60% è ripartito tra Cina, USA, Russia e in Germania, Polonia e Ucraina per quanto riguarda l'Europa.

Se il giacimento di lignite si trova a profondità inferiori a 30-50 metri si può procedere con l'estrazione a cielo aperto, dove il materiale viene estratto dopo aver tolto le rocce di copertura, mentre per giacimenti più profondi si costruiscono miniere sotterranee, dove l'estrazione può avvenire in 2 modi: o estraendo il minerale lasciando dei pilastri di carbone a sostegno delle rocce di tetto o utilizzando una struttura di sostegno a calotta spostabile, che sostiene le rocce di tetto solo nella zona di scavo. Una volta estratto il carbone deve essere trattato in modo da renderlo adatto alle esigenze commerciali: viene lavato per eliminare le frazioni rocciose, macinato e vagliato per ottenere le pezzature richieste dal mercato. Più del 60% del carbone utilizzato per l'energia elettrica è consumato a meno di 50 km dal sito di estrazione e solo il 14% è commercializzato internazionalmente.

Recentemente sono state sperimentati nuovi carbonodotti nei quali il minerale fluisce per pompaggio, dopo essere stato ridotto in polvere e mescolato con l'acqua, si ottiene quindi una miscela acqua-carbone, detta CWS, con 60-70% di carbone solido polverizzato, acqua e additivi chimici, che ha un impatto ambientale più basso. Queste miscele possono essere usate come tecnologia alternativa per il trasporto, ma anche impiegate direttamente come combustibile liquido per apposite caldaie di centrali termoelettriche a carbone.

Il carbone è usato per la produzione di energia elettrica e quasi il 40% dell'energia elettrica mondiale è prodotta con carbone in Cina, USA e India principalmente. Il carbone è inoltre usato per produrre l'acciaio, infatti il settore siderurgico utilizza come combustibile il coke, un combustibile solido e compatto prodotto riscaldando il carbone ad alte temperature. Si tratta di una materia prima economica, facile da trasportare, immagazzinare e utilizzare, inoltre sul mercato non provoca tensioni geopolitiche. Il problema però è che la sua combustione emette la maggior quantità di CO₂ a parità di energia prodotta rispetto a qualsiasi altro combustibile, rendendolo la fonte più inquinante e il maggiore responsabile dell'aumento di CO₂ in atmosfera. La sua combustione emette anche polveri sottili, NO_x, SO_x, gas aggressivo e pericoloso, e metalli pesanti.

L'Italia importa via mare la quasi totalità del proprio fabbisogno di carbone, su una flotta italiana di circa 60 navi, che garantiscono una capacità di carico complessiva di oltre 4,6 Mt. I principali Paesi di importazione sono USA, Russia, Indonesia, Colombia, Sudafrica, ma anche Canada, Cina e Venezuela. Nel mondo il 38% dell'energia elettrica è prodotta da carbone, ma in Europa la percentuale scende al 30%, per esempio l'Italia è l'unico Paese che, pur non facendo ricorso al nucleare, ha una quota di utilizzo di carbone molto bassa, perché fa da padrone il gas (43%).

CAPITOLO 7

Il nucleare oggi fornisce oltre il 10% dei consumi elettrici mondiali. È un'energia che nasce dalla possibilità di utilizzare l'energia presente nel nucleo dell'atomo, molto maggiore rispetto a quella ottenibile da reazioni chimiche. Le principali reazioni nucleari per la produzione di energia sono: le reazioni di fissione, ovvero la scissione dei nuclei di elementi a massa elevata in 2 nuclei a massa inferiore, o le reazioni di fusione, ovvero l'unione di 2 nuclei di elementi di piccola massa per formare un nucleo atomico di massa maggiore, emettendo svariate particelle elementari e radiazioni elettromagnetiche.

In entrambe le reazioni si verifica una diminuzione di massa che si trasforma in energia cinetica delle particelle emesse dalla reazione nucleare, e successivamente in calore secondo $E=mc^2$. La reazione di fissione è l'unica tecnicamente realizzabile e controllabile per prevenire incidenti. In un reattore nucleare l'energia derivante dalla reazione di fissione è prodotta nel nocciolo, dove il combustibile nucleare è alloggiato all'interno di un recipiente in pressione per realizzare una reazione a catena controllata che produce un flusso continuo di energia termica. L'energia deriva dai prodotti di fissione, i quali rallentando bruscamente per attrito, trasformano la loro energia cinetica in energia termica, essa è poi trasferita a un fluido refrigerante, come acqua, che fluendo attraverso il nocciolo si scalda, quindi possiamo produrre vapore acqueo senza usare i combustibili fossili. Quindi il vapore è in grado di azionare una turbina che converte il calore in lavoro meccanico, il quale è poi convertito in elettricità da un alternatore collegato alla turbina. L'assenza di combustione comporta l'assenza di emissioni di gas serra durante il processo produttivo.

Quando due nucleoni (neutroni e protoni) sono attratti tra loro e si uniscono, una parte della loro massa viene trasformata in energia di legame. Grazie all'energia di legame le particelle restano unite nel nucleo di un atomo (interazione forte). Cosa accade durante la fissione? Un atomo di uranio viene bombardato da un neutrone, così quest'ultimo diventa instabile e si spazza in due nuclei delle stesse dimensioni lasciando liberi nello spazio circostante circa 2-3 neutroni che a loro volta colpiscono altri atomi determinando la "reazione a catena". Dopo la fissione nucleare una parte della massa viene liberata dal nucleo. Questa differenza di massa (difetto o massa mancante) è l'energia di legame in eccesso che viene rilasciata dai frammenti dell'atomo dopo la fissione.

Il tipico combustibile è l'uranio 235, un elemento abbastanza raro sulla crosta terrestre (2,8 ppm), ma distribuito in maniera uniforme e presente in concentrazioni minime quasi ovunque. Le maggior riserve di uranio sono collocate in 4 Paesi che detengono il 60% delle risorse: Australia, Kazakistan, Canada e Russia. Ma come per tutte le risorse non rinnovabili è necessario chiedersi quanto materiale nucleare sia disponibile sulla Terra e a quale prezzo. L'incidenza del combustibile nucleare sul costo dell'energia elettrica è compresa tra il 15 e il 20%, mentre nel caso del petrolio e del gas si arriva all'80%, ma i costi relativi alla gestione dei reattori nucleari andrebbero valutati tenendo conto dell'intero ciclo di produzione, che è molto più complesso di quello di tutte le altre fonti energetiche. I costi comprendono: la costruzione, la gestione e la sicurezza dell'impianto, compresi i casi di emergenza, lo smaltimento delle scorie e lo smantellamento dell'impianto.

CAPITOLO 8

L'energia idroelettrica rappresenta il 2,5% dell'energia primaria e il 16,3% dell'energia elettrica prodotta a livello mondiale. Oggi sono attivi circa 800.000 sbarramenti, di cui 45.000 sono alti più di 15 metri. Questi bacini occupano globalmente un'area vasta quanto l'Italia. L'energia idroelettrica sfrutta la trasformazione dell'energia potenziale gravitazionale di una massa d'acqua in quiete, posta ad una certa altezza, in energia cinetica, tramite macchine idrauliche chiamate turbine. L'energia cinetica è poi trasformata in energia elettrica tramite gli alternatori.

Un corpo soggetto a una forza conservativa ha una propria energia potenziale che viene definita in termini di variazione. È l'energia immagazzinata nei corpi che può trasformarsi in altre forme di energia, quindi in pratica è la capacità di un oggetto di trasformare la propria energia in altre forme di energia.

L'energia idrica è una delle fonti più antiche per la produzione di energia, è una risorsa relativamente abbondante, più o meno gratuita, integrativa, rinnovabile e pulita, dal momento che non rilascia inquinanti nelle matrici ambientali. Ma il suo impatto ambientale deve essere valutato attentamente, poiché la costruzione di dighe e bacini artificiali provoca l'allagamento di aree di territorio più o meno vaste e apporta un certo impatto ambientale che può provocare uno sconvolgimento dell'economia, della demografia e dell'ecosistema della zona, con grandi danni ambientali, come è successo in Egitto nella diga di Assuan, oppure disastri ambientali e vittime come è accaduto nel Vajont in Veneto. È da considerare che l'energia idrica non è equamente distribuita e disponibile in tutte le zone. Tra gli elementi di pregio dell'energia idroelettrica c'è sicuramente il suo rendimento nella trasformazione energetica che può superare l'80%, inoltre gli impianti sono caratterizzati da affidabilità e flessibilità di funzionamento, essendo i tempi di avviamento e arresto della produzione elettrica molto brevi, e i malfunzionamenti sono di norma rari. La gestione degli impianti richiede generalmente poco personale, in quanto è possibile garantire il funzionamento interamente tramite comando remoto.

In Norvegia l'energia idroelettrica copre circa il 96% del fabbisogno interno, mentre in Brasile e in Venezuela il 60%. Il primo produttore di energia idroelettrica è la Cina che da sola copre il 29% di tutta l'energia idroelettrica mondiale.

L'idroelettrico rispetto a tutte le altre fonti rinnovabili è arrivato ad un grado di utilizzo molto elevato, ma per il futuro si prospetta di percorrere la strada dell'idroelettrico minore, il cosiddetto mini e micro- idroelettrico, ovvero dei piccoli impianti a servizio di aree isolate, che sfruttano la risorsa idrica locale. Il termine "mini" indica impianti installati con una potenza inferiore ai 10 MW, mentre il termine "micro" indica gli impianti con potenza inferiore ai 100 kW, contro i 300GW della potenza installata nei grandi impianti idroelettrici a livello mondiale.

Gli impianti di piccola taglia hanno notevoli perché permettono di sfruttare piccoli salti di quota e piccole portate, hanno un basso impatto ambientale, dal momento che si integra molto meglio nell'ecosistema locale, perché si sfrutta direttamente la corrente del fiume, senza bisogno di costruire grandi sbarramenti, costi contenuti e consentono di soddisfare il fabbisogno energetico di piccole comunità, singole famiglie, piccole imprese e fattorie, inoltre sono ideali per fornire energia ad aree isolate o non collegate alla rete di distribuzione elettrica.

Gli impianti idroelettrici sono anche classificati in base alla tipologia impiantistica: impianti a deflusso regolato e impianti ad acqua fluente: il **primo, l'impianto a deflusso regolato**, è composto da 5 elementi, ovvero un sistema di raccolta dell'acqua, una condotta forzata, una turbina che trasforma l'energia potenziale in energia cinetica, un generatore che la converte in energia elettrica e un sistema di controllo e regolazione della portata dell'acqua. In uscita dalla turbina l'acqua è restituita al corso fluviale senza aver subito alcuna variazione delle caratteristiche chimico-fisiche. In tali impianti si può regolare la portata utilizzata dalla centrale, infatti sono gli impianti e più sfruttati, ma hanno un notevole impatto ambientale, per esempio la costruzione di un impianto in Brasile ha obbligato 10.000 famiglie a trasferirsi, per non parlare del fatto che molte specie animali e vegetali siano scomparse a causa della distruzione dell'habitat in cui vivono e dell'inquinamento provocato dalle industrie locali e dall'eccessivo traffico navale che si è sviluppato.

A valle della turbina, come abbiamo detto, c'è un bacino di raccolta che può essere usato come accumulatore di energia da utilizzare nelle ore di punta, pompando acqua da valle a monte nelle ore notturne.

Il secondo, l'impianto ad acqua fluente, è più semplice perché mancano le condotte forzate. Essi sfruttano la portata naturale disponibile di un corso d'acqua posto su 2 livelli differenti, dove c'è un salto idraulico anche di soli pochi metri. Poi restituiscono l'acqua al suo corso naturale. Quindi questi impianti non regolano la portata poiché coincide con quella disponibile nel corso d'acqua. Per questo le potenzialità sono molto minori rispetto ad un impianto a deflusso regolato.

Il 36% dell'energia prodotta da fonti rinnovabili in Italia proviene dall'idroelettrico (dati 2018), questa quota era il 67% nel 2010, di solito, quando avviene un calo è perché c'è stata una variazione dei fattori meteorologici. Il futuro dell'idroelettrico in Italia è destinato alla costruzione di micro-impianti di bassa potenza, i quali sono di limitato impegno economico e tecnico e hanno un basso impatto ambientale.

L'energia idroelettrica non è sempre definibile come un'energia pulita ed eco-compatibile perché l'impatto ambientale e visivo di una grande diga e del suo invaso artificiale (può contenere centinaia di milioni di metri cubi di acqua) non è trascurabile. Ci possono essere pesanti ripercussioni geologiche e idrogeologiche: si stravolge la circolazione idrica profonda e superficiale, si creano sollecitazioni elevate in aree che potrebbero presentare problemi di stabilità favorendo l'innescio di fenomeni franosi o di sismicità. La rete di canali per trasportare l'acqua alle centrali è spesso sotterranea e necessita la costruzione di gallerie che possono apportare modifiche alla circolazione idrica, con conseguenze difficili da prevedere, in particolare nelle zone carsiche. Le centrali in caverna eliminano in parte il problema estetico degli impianti di produzione elettrica, ma pongono il problema di smaltire il materiale di scavo e sono molto costose.

Inoltre, il prelievo idrico riduce la quantità di acqua nei torrenti e nei fiumi a valle e provoca sconvolgimenti negli ecosistemi fluviali, con la possibilità di innescare gravi danni al patrimonio ittico e naturalistico. Per legge è previsto che il prelievo non possa superare una percentuale della portata naturale e deve essere garantito il deflusso minimo vitale, che è la minima portata di acqua affinché il corso d'acqua rimanga vivo e mantenga una continuità tale da sostenere flora e fauna. Bisogna anche considerare che la ridotta portata nei corsi d'acqua provoca una maggiore concentrazione degli inquinanti. In Italia il 90% dei corsi d'acqua subisce alterazioni dovute al prelievo per scopi idroelettrici e soltanto il 10% dei torrenti alpini è lasciato allo stato naturale. Per questo l'idea è di abbandonare la costruzione di grandi invasi a favore di impianti di piccole dimensioni, realizzati senza la necessità di costruire bacini di raccolta, i quali possono sfruttare anche piccoli dislivelli. Per gli impianti a piccola potenza il prelievo idrico è limitato, le modifiche al corso d'acqua e alla sua portata trascurabili e, inoltre, l'acqua è restituita subito a valle dell'impianto.

CAPITOLO 9

Smart grid

Nell'era del progresso, delle tecnologie all'avanguardia e di una crescente attenzione verso la sostenibilità dell'ambiente si sente sempre più spesso parlare di smart grid e dei numerosi vantaggi che porta sia a livello economico che ambientale.

Il cambiamento climatico e il fabbisogno energetico che supera la disponibilità delle risorse primarie rendono necessario un utilizzo più consapevole ed efficiente dell'energia. Il futuro, dell'Italia e del mondo intero, è rivolto verso un impiego sempre minore di combustibili fossili quali ad esempio il carbone e il petrolio.

Per quanto oggi si registri una tendenza, in costante aumento, verso l'utilizzo di **energie rinnovabili**, pannelli solari, pale eoliche e company presentano alcuni limiti piuttosto evidenti; basti pensare che i pannelli vengono definiti 'solari' proprio perché funzionano con la luce del giorno e che le pale vengono definite 'eoliche' perché funzionano solo in presenza di vento. In assenza di tali elementi i sistemi si fermano e non producono energia.

Ecco quindi che diventa fondamentale gestire e distribuire l'energia, seguendo, in maniera efficiente, i ritmi produttivi.

È a questo punto che intervengono le reti elettriche intelligenti (smart grid) la cui finalità ultima è salvaguardare l'ambiente attraverso una 'comunicazione' che integra le informazioni provenienti dalla produzione di energia e quelle relative al consumo dell'utente finale.

Per comprendere meglio **cos'è la smart grid** e come funziona dobbiamo necessariamente conoscere il funzionamento delle reti elettriche tradizionali.

In Italia la rete funziona nel seguente modo: l'energia elettrica, prodotta dalle centrali e dalle fonti rinnovabili, viene distribuita attraverso il dedalo di tralicci, centraline, cavi e contatori alle città, alle industrie e alle abitazioni, su tutto il territorio nazionale.

Il sistema di distribuzione attuale è progettato per funzionare **a senso unico**; i flussi energetici si spostano esclusivamente dalle centrali ai vari nodi periferici.

La distribuzione ai consumatori è continua e il flusso di energia risulta essere sempre lo stesso, a prescindere dalla quantità effettivamente necessaria e conseguentemente consumata.

La traduzione di smart grid, in italiano, è 'griglia intelligente', che nel caso specifico diventa 'rete elettrica intelligente'.

Una rete elettrica smart **mette in comunicazione produttori e consumatori**, integrando nella rete di distribuzione le funzionalità di una rete di informazioni; quest'ultima preleva informazioni, in tempo reale, dai contatori, dai veicoli e da tutti i prodotti e gli strumenti connessi agli utenti, per poi razionalizzare e distribuire l'energia in maniera efficiente, evitando i sovraccarichi e le variazioni di tensione.

È dotata di strumenti di monitoraggio che consentono di tenere traccia di tutto il flusso elettrico del sistema. In altre parole, il **funzionamento della rete intelligente** permette di evitare le interruzioni di elettricità e di ridurre il carico laddove possibile.

A questo punto è facile comprendere che la differenza sostanziale tra i due sistemi è data dalla rete, che nel tradizionale prevede una distribuzione 'a senso unico' mentre nel sistema smart è 'a maglia' e consente la distribuzione in modo dinamico (bidirezionale).

I vantaggi delle reti elettriche smart:

La parola risparmio si riferisce anche all'eliminazione dello spreco di energia e alla riduzione di emissioni di CO₂, a tutto vantaggio della tutela ambientale. Tra gli altri vantaggi una trasmissione più efficiente dell'elettricità e un ripristino più rapido dell'energia dopo un'interruzione di alimentazione.

CAPITOLO 10

L'energia eolica utilizza gli aerogeneratori che sono macchine in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in un moto rotatorio. L'aerogeneratore è un insieme di strutture meccaniche composto da torre, gondola, generatore, rotore, pale e sistema di controllo elettrico e meccanico. Quindi abbiamo un sostegno, formato da fondamenta e torre, e una sommità detta gondola che contiene l'albero di trasmissione lento e quello veloce (trasferiscono l'energia rotazionale dal mozzo al generatore), il moltiplicatore di giri (per trasformare la rotazione lenta delle pale in una rotazione più veloce in grado di far funzionare il generatore), il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari come il sistema frenante e quello di controllo. All'estremità dell'albero lento vi è un mozzo su cui ci sono le pale della turbina eolica, in fibra di vetro, in un numero variabile da 1 a 3 (le macchine moderne hanno 3 pale perché sono più efficienti e silenziose). Secondo la posizione dell'asse della turbina si distinguono aerogeneratori **ad asse orizzontale**, il cui rotore va orientato parallelamente alla direzione del vento (i più diffusi), i quali si suddividono in 3 gruppi in base alla potenza erogata, e quelli **ad asse verticale** che funzionano indipendentemente dalla direzione del vento (sono più resistenti a venti forti e turbolenti).

Oggi la taglia media delle turbine eoliche delle centrali in costruzione è tra i 3 e i 3,6 MW con taglia massima di 5MW, ma la tendenza all'incremento della potenza delle turbine proseguirà anche nel futuro fino a 10 MW.

Un generatore per poter funzionare richiede una velocità del vento minima compresa tra 3-5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12-14 m/s. A velocità elevate superiori a 20 m/s l'aerogeneratore è fermato da un sistema frenante per ragioni di sicurezza. Grazie ai progressi fatti negli ultimi 10 anni, è possibile far funzionare le turbine anche con velocità del vento inferiori rendendo le pale mobili, così possono inclinarsi al variare della velocità del vento.

Per calcolare l'energia producibile da una turbina eolica non è sufficiente conoscere la velocità media del vento in una determinata località all'altezza del mozzo, ma è necessario conoscere anche la distribuzione di frequenza del vento, descritta utilizzando la funzione di distribuzione statica di Weibull, che sull'istogramma riporta in ascissa la velocità del vento e in ordinata il numero di ore annue in cui si realizza tale velocità. Questo diagramma si ricava facendo delle misure sperimentali della velocità del vento in sito, che sono generalmente il valore medio misurato nei 10 minuti da un anemometro nel corso di un anno o più.

Ogni aerogeneratore ha una curva di potenza che esprime il rapporto tra la velocità del vento e la potenza elettrica istantanea erogata dal generatore. La potenza nominale è la massima potenza sviluppabile da un aerogeneratore in condizioni di ventosità ottimale, quindi questa velocità si chiamerà velocità nominale, cioè la velocità del vento nella quale la macchina raggiunge la potenza nominale. La potenza erogata rimane costante sul valore nominale fino al raggiungimento della soglia massima di velocità del vento o velocità critica pari a 25 m/s. una volta oltrepassata questa soglia, l'aerogeneratore si mette in sicurezza, quindi viene arrestato dal sistema frenante, interrompendo la produzione di elettricità, per evitare eccessive sollecitazioni dinamiche alla struttura rotante e alla torre che le sostiene, che potrebbero rischiare di danneggiare l'aerogeneratore stesso.

Il Fattore di utilizzo o di carico è un indicatore che individua il rapporto tra l'energia prodotta in un intervallo di tempo e quella che avrebbe potuto essere prodotta se l'impianto avesse funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale. Esso esprime quindi l'efficienza reale di un impianto, individuando le ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale, che di solito è compresa tra il 20 e il 40% e in casi eccezionali si può arrivare a valori prossimi al 50%. In Italia l'attuale Fattore di utilizzo è pari al 20% corrispondente a circa 1700 ore annue di funzionamento degli impianti alla potenza ottimale.

I parchi eolici, detti wind farm, sono costituiti da un gruppo di aerogeneratori (da alcune decine a centinaia, fino a coprire un'area di diversi km²) interconnessi tra loro da una rete di cavi che raccolgono l'energia prodotta da ciascuna unità e la convogliano ad una stazione di raccolta, dove un trasformatore la converte alla tensione adeguata per l'immissione nel sistema di trasmissione e distribuzione. Dal momento che l'area occupata dalle wind farm è molto vasta e l'area occupata dalle singole fondamenta di aerogeneratore è molto piccolo, si possono usare le aree tra una turbina e l'altra per l'allevamento e l'agricoltura.

I parchi eolici sono tra le fonti di energia rinnovabile più contestate a livello ambientale a causa dei possibili problemi estetici, acustici ed ecologici. Per le loro dimensioni ingombranti, gli aerogeneratori sono oggetto di pesanti critiche da parte di chi vuole tutelare la bellezza dei paesaggi naturali. Inoltre, sono rumorosi e possono causare la distruzione dell'avifauna. Per risolvere questi problemi sta crescendo il numero dei parchi offshore, i quali riducono l'impatto visivo e il disturbo acustico, anche se le vibrazioni possono disturbare la fauna ittica. Poi al largo (su bassi fondali con profondità da 4 a 40 m) di solito i venti sono più regolari e intensi perché non sono disturbati dai rilievi terrestri. L'unico problema è che la realizzazione e la manutenzione delle wind farm offshore sono molto più costosi, a causa dei costi di trasporto dei materiali, delle difficoltà costruttive, delle modalità di costruzione delle fondazioni e dei problemi legati alla corrosione dell'acqua salata sulle strutture. Però i vantaggi in termini di produttività sono elevati. Un altro lato positivo è che la costruzione di piattaforme e cavi sottomarini potrebbe creare nuove zone di ripopolamento e di biodiversità delle specie ittiche.

L'energia elettrica può essere prodotta attraverso 2 grandi categorie di impianto: **impianti per utenze isolate**, che riguarda la produzione elettrica di servizio, con piccoli aerogeneratori di potenza ridotta (mini-eolico, che produce energia anche con venti di minor intensità con ridotto livello di rumore e impatto ambientale), per l'alimentazione di apparecchiature poste in luoghi isolati (ripetitori radio) e **impianti per l'allacciamento a reti elettriche esistenti**, che producono elettricità per **l'alimentazione di piccole reti**, per esempio per fornire energia a luoghi isolati o piccole isole non connesse con la rete nazionale e per **l'alimentazione della grandi reti nazionali**, dove vengono usate macchine di taglia medio-grande.

Nel 2017 l'eolico ha coperto il 3,8% dei consumi mondiali di elettricità raggiungendo 958 TWh di energia prodotta. Oggi l'80% della potenza installata nel mondo si trova in 10 Paesi: Cina, USA, Germania, Spagna, India, UK, Brasile, Canada, Francia e Italia. Il settore eolico ha fornito l'11% dell'elettricità prodotta nell'Unione Europea.

Nel 2017 l'Italia si è posizionata al 10° posto nella classifica mondiale per la potenza eolica installata con 9,4 GW installati. Le condizioni però non sono le più favorevoli a causa dei rilievi elevati e della forma stretta e allungata del Paese. La grande maggioranza degli impianti si trovano al Sud, principalmente in Puglia. Ad oggi nessun progetto è stato realizzato offshore giustificata dalle Amministrazioni con la tutela dell'unicità del paesaggio costiero italiano: sicuramente la costruzione di un impianto eolico può modificare sensibilmente il valore di un luogo.

CAPITOLO 11

Il Sole è la principale sorgente delle molteplici forme di energia di cui si serve la società umana: sia quelle rinnovabili, sia quelle fossili, che derivano dall'accumulo di ingenti quantità di biomassa in periodi a scala di tempo geologico. Le reazioni di fusione termonucleare presenti nel nucleo del Sole producono un'enorme quantità di energia, che in parte si disperde nello spazio interplanetario sotto forma di radiazione elettromagnetica, trasportando con sé energia solare, definita come radiazione (J). L'energia rilasciata nell'unità di tempo sotto forma di onda elettromagnetica è definita come potenza radiante (W). L'irradianza è il flusso di potenza radiante per unità di superficie (W/m^2) e l'irraggiamento è l'integrale dell'irradianza in un periodo di tempo e si misura in J/m^2 , quindi è una sorta di flusso di energia.

La fusione si ottiene tra due atomi leggeri, con massa e numero atomico molto basso. Ad esempio, l'idrogeno (H) che unendosi formano un nuovo nucleo di elio (He). La massa del nucleo prodotto dopo la reazione di fusione è minore dei nuclei di partenza, e tale difetto di massa è trasformato in energia secondo l'equazione di Einstein: $E=\Delta mc^2$

La fusione si verifica soltanto in particolari circostanze ambientali, quando la pressione e la temperatura sono molto alte. In natura queste condizioni le riscontriamo all'interno delle stelle, dove un enorme massa di gas idrogeno è concentrata in uno spazio ridotto dalla forza di gravità. Dalla fusione si libera anche una grande quantità di energia, che viene trasmessa dai raggi solari in ogni direzione.

La Terra riceve dal Sole un'irradianza pari a $1366 W/m^2$ sotto forma di onde elettromagnetiche. Questa irradianza dipende dalla distanza del Sole dalla Terra. In realtà nelle situazioni comuni l'irradianza disponibile è molto minore perché a contatto con l'atmosfera le onde elettromagnetiche vengono diffuse, riflesse, rifratte o assorbite: sono diffuse dai gas con molecola biatomica, assorbite dai gas con molecola triatomica e diffuse e assorbite dagli aerosol, particelle solide o liquide in sospensione nell'aria di natura chimica variabile, presenti nell'atmosfera.

La radiazione solare che incide su di una superficie piana a livello del suolo può essere diretta, diffusa o riflessa: **la prima** indica un'energia solare che attraversa l'atmosfera senza essere perturbata, poiché è caratterizzata da una direzione precisa determinata dalla posizione del Sole rispetto alla superficie (giornata serena con clima secco), **la seconda** indica un'energia solare che urta le molecole dell'atmosfera e subisce delle perturbazioni, quindi è attenuata in intensità, cambia lunghezza d'onda e/o direzione (per esempio in una giornata nuvolosa), **la terza** indica un'energia solare che è riflessa dalla superficie terrestre, dal suolo, quindi è influenzata dalle condizioni del terreno circostante (innevato, vicino al mare, etc..).

Nelle normative di riferimento e nella pratica impiantistica, il valore massimo dell'irradianza disponibile istantaneamente si assume pari a circa $1 kW/m^2$: si tratta della potenza massima raggiungibile verso le ore 12 di una bella giornata di maggio, giugno o luglio. Le differenze di irradianza sono dovute principalmente alla diversa inclinazione dei raggi solari rispetto al terreno.

La radiazione solare è la fonte energetica più abbondante e pulita disponibile sulla Terra: la potenza solare continuamente incidente sulla Terra è di circa $175000 TW$, quindi l'energia che raggiunge la Terra in meno di un'ora è pari al fabbisogno energetico mondiale annuo.

Nell'Italia centrale il valore medio di irraggiamento è pari a $1600 kWh/m^2$ per anno, man mano che ci si sposta verso il Nord questo valore diminuisce, mentre aumenta al Sud.

I sistemi solare possono essere passivi o attivi: **i primi** utilizzano l'energia solare direttamente come le serre, che permettono l'ingresso di energia solare, rallentandone l'uscita, potendo mantenere così temperature superiori a quelle esterne e come i distillatori solari, nei quali, in uno spazio chiuso e coperto da lastre trasparenti esposte al Sole, dove l'acqua marina evapora e si crea così acqua dolce, utilizzabile per uso potabile. **I secondi, i sistemi solari attivi**, raccolgono l'energia solare e la trasformano in energia termica o elettrica in 3 diversi modi: 1) il pannello solare termico che sfrutta i raggi solari per scaldare un liquido con speciali caratteristiche, che cede poi energia all'acqua, contenuta in un serbatoio di accumulo, tramite uno scambiatore di calore (possono). 2) il pannello fotovoltaico che sfrutta le proprietà di elementi semiconduttori sollecitati da una radiazione elettromagnetica per produrre energia elettrica. 3) il solare a concentrazione o termodinamico che converte la radiazione solare in energia termica, sfruttando una serie di specchi parabolici per concentrare i raggi solari su un tubo ricevitore, in cui scorre un fluido termovettore. Di solito l'apparato ricevente si scalda a temperature tra i $400^\circ C$ e i $600^\circ C$ ed è utilizzato per produrre vapore acqueo ad alta temperatura e pressione. Questa tecnologia rappresenta oggi solo il 2% dell'energia elettrica generata dal solare.

Un impianto fotovoltaico ad energia solare prevede l'impiego di pannelli, ossia delle superfici che montano più celle fotovoltaiche: ciascuna di queste provvede a convertire l'energia trasportata dai fotoni (conduttori di luce e calore) in elettricità. Ciò avviene grazie alla "stimolazione" degli elettroni presenti nel materiale semiconduttore all'interno di ogni cella solare (tipicamente silicio cristallino), i quali sono eccitati dai fotoni e iniziano a fluire nel circuito producendo corrente elettrica. Il funzionamento base di un pannello fotovoltaico prevede, appunto, questi passaggi: - esposizione del pannello alla luce solare, con i fotoni che colpiscono la superficie della cella fotovoltaica; - da qui, l'energia trasportata dal fotone è trasferita agli elettroni presenti sulla cella di silicio; - l'energia trasferita agli elettroni ne provoca "un'agitazione" che comporta la formazione di corrente nel circuito, quindi gli elettroni

di valenza diventano elettroni di conduzione. Si produce quindi energia elettrica in corrente continua. Una volta prodotta questa energia, uno strumento connesso alla cella fotovoltaica (l'inverter) provvederà a convertire la corrente in alternata, così da poterla immettere sui cavi di collegamento e, infine, sulla rete di distribuzione che ne permette l'utilizzo per i fini più disparati sul mercato.

L'efficienza di conversione commerciale di questi sistemi è dell'ordine del 15-20% per le celle in silicio mono e poli-cristallino dello spessore di circa 100-200 micrometri. La cella fotovoltaica è il dispositivo più elementare capace di convertire la radiazione solare in energia elettrica: ogni cella produce circa 1,5 W di potenza in corrente continua normalmente insufficiente per gli usi comuni per questo si collegano più celle, ad esempio 36 celle fotovoltaiche formano il "modulo fotovoltaico" e hanno una potenza in uscita di 50 W. Per aumentare la potenza elettrica generata è necessario collegare più moduli tra loro, formando così il pannello fotovoltaico che può raggiungere potenze fino a 200 W per ogni singolo modulo: la potenza per un impianto può quindi arrivare a migliaia di kW. I pannelli solari fotovoltaici necessitano di poca manutenzione, se non la pulizia periodica, quindi la durata stimata è di circa 25 anni. Il costo è diminuito negli ultimi anni circa 1 Euro/Potenza di picco a cui vanno aggiunti però i costi di installazione, progetto, manutenzione, accessori. Per le utenze domestiche i costi sono circa 2000-3500 Euro/ kWp, questi prezzi sono giustificati dal fatto che è possibile vendere l'energia prodotta in eccesso al gestore della rete di trasmissione a prezzi agevolati. L'ovvio problema dei pannelli elettrici è la discontinuità della produzione di energia elettrica, che è prodotta solo durante le ore diurne e non in modo continuo ed è dipendente anche dalle condizioni atmosferiche che causano significative variazioni dell'irradianza, per questo la fonte è definita non programmabile.

Gli impianti fotovoltaici possono essere con accumulo o senza accumulo: i primi sono provvisti di batterie di accumulatori che immagazzinano energia durante le ore diurne, distribuendola poi di notte o durante le ore di scarsa insolazione, la capacità di accumulo, però, è limitata e costosa. Inoltre, gli impianti possono essere **isolati** se sono sistemi locali non collegati alla rete di distribuzione elettrica e alimentano solo piccole apparecchiature dedicate (dotati di sistemi di accumulo), di solito sono usati nei casi in cui le apparecchiature non possono essere collegate alla rete perché assente o lontana, per esempio per ripetitori radio, segnaletica stradale di porti e aeroporti, stazioni di rilevamento e trasmissione dati. Gli impianti **collegati** invece sono connessi alla rete di distribuzione elettrica, quindi nelle ore in cui l'impianto fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a coprire la domanda di energia elettrica locale, la rete fornisce l'elettricità richiesta dalle utenze generata con sistemi tradizionali, viceversa se l'impianto fotovoltaico produce energia elettrica in esubero rispetto alla richiesta locale, l'energia può essere trasferita e venduta alla rete.

Nella fase di produzione dei pannelli fotovoltaici l'impatto ambientale è assimilabile a quello di una produzione di materiali industriali nel cui ciclo produttivo è necessario utilizzare alcune sostanze tossiche (acido cloridrico). Inoltre, a fine vita, circa 25 anni, i pannelli rischiano di trasformarsi in rifiuti speciali composti da numerosi elementi e sostanze tossiche come rame, piombo, alluminio, resine, materiali plastici e polivinilfluoruro, usato come barriera ai raggi UV per incrementare la resistenza all'invecchiamento atmosferico. Il recupero dei materiali con la separazione dei metalli non è un processo facile.

L'impatto ambientale non è trascurabile perché il suolo occupato varia da 1 a 7 ettari (1 ettaro=10000m²), quindi la tutela del paesaggio deve essere garantita con una localizzazione corretta e con l'integrazione degli impianti rispetto al contesto.

La crescita mondiale del settore fotovoltaico è molto dinamica e varia fortemente da Paese a Paese. Alla fine del 2016 la capacità fotovoltaica complessiva mondiale di impianti collegati in rete ha raggiunto la quota di 300 GWp e fornisce un contributo pari a circa l'1,3% del consumo elettrico mondiale. La Germania era il maggior produttore di energia fotovoltaica fino al 2014, poi è stata superata dalla Cina, Giappone e USA. L'Italia nonostante le sue dimensioni ridotte detiene il quinto posto per potenza complessiva installata nei 732000 impianti (19 GWp) e quindi riesce a competere egregiamente con dei giganti come la Cina e gli USA.

Si ricorda che il fabbisogno energetico annuo dell'Italia è meno del 2% dell'energia primaria totale consumata al mondo.

Il maggior impianto fotovoltaico in Italia è la centrale di Montalto di Castro a Viterbo, invece la regione caratterizzata dalla maggior produzione di impianti fotovoltaici nel 2016 (15,7%) è la Puglia.

CAPITOLO 12

La crescita della popolazione mondiale e l'aspirazione dei Paesi meno fortunati a raggiungere standard economici e di alta qualità della vita vicini a quelli dei paesi industrializzati sono le principali cause della crescita della domanda di energia e dell'aumento delle emissioni di gas serra, prima fra tutte la CO₂. Soddisfare la domanda di energia minimizzando l'emissione di CO₂, ma continuando a garantire l'approvvigionamento energetico, è la sfida più impegnativa.

Questa sfida può essere vinta solo con l'aumento dell'efficienza dei sistemi di produzione e la parallela riduzione del consumo di combustibili fossili. Alcune vie percorribili sono l'impiego di fonti energetiche a basso contenuto di carbonio, come gas naturale, energia solare, eolica, nucleare per la produzione di elettricità con cattura e stoccaggio della CO₂.

L'idrogeno è un vettore energetico (impatto ambientale trascurabile, disponibile su larga scala e distribuibile attraverso una rete) che può essere prodotto sia da fonti fossili e sia da fonti rinnovabili, ma anche dal nucleare, brucia in aria con la reazione $H_2 + \frac{1}{2} O_2 = H_2O$ + calore, potrebbe essere distribuito in rete e può essere stoccato.

Grazie alle celle a combustibile sarebbe possibile trasformare direttamente l'energia chimica contenuta nell'idrogeno molecolare in energia elettrica, senza emissioni nocive. L'utilizzo però dell'idrogeno richiede la costruzione di molteplici infrastrutture integrate per rendere il suo impiego economico ed affidabile.

Si tratta di un gas incolore, inodore, non velenoso e circa 14 volte più leggero dell'aria. È l'elemento più abbondante nell'Universo, ma nella crosta terrestre rappresenta solo lo 0,9% di tutti gli elementi, è però presente combinato con altri elementi in vari composti come acqua, idrocarburi e molecole biologiche. Allo stato molecolare si trova solo nell'emanazioni vulcaniche, nelle fumarole, nelle emanazioni naturali di idrocarburi: non esistono giacimenti di H₂ sulla Terra. Per questo motivo non si tratta di una fonte energetica primaria, ma di un vettore energetico, quindi se si vuole usarlo, bisogna ricavarlo dalle molecole che lo contengono, consumando energia. L'idrogeno adatto a produrre energia è quello in forma molecolare gassosa, perché è un buon combustibile e ha un potere calorifico 2,6 volte maggiore al metano, quindi il metodo di trasporto più comune è quello in fase gassosa a pressione di 10-20 Mpa in tubi o bombole di acciaio.

I processi di produzione prevedono la produzione di H₂ attraverso successivi stadi di raffinazione e di frazionamento di molecole idrocarburiche, fino alla completa eliminazione del carbonio. Si produce così una notevole quantità di H₂ prevalentemente usato nei settori dell'industria chimica, alimentare, dei fertilizzanti e della metallurgia. La produzione di H₂ da fonti fossili, però ha l'inconveniente di generare grandi quantità di CO₂ durante il ciclo di produzione.

Ci sono diversi modi per produrre l'idrogeno: 1) **idrogeno da petrolio, metano e carbone**, si utilizza il vapore acqueo a 800°C in presenza di un catalizzatore (velocizza la reazione o riduce la quantità di energia necessari), quindi si ossida C e si libera H₂ con emissione di CO₂. Alla fine, si ottiene H₂ impuro miscelato con monossido di carbonio CO, che va eliminato. Per ottenere H₂ dal carbone si deve effettuare la gassificazione, dove il carbone è fatto reagire con vapore acqueo a 900°C e poi a 500°C con catalizzatori, si ottiene così un gas formato da H₂ e CO. 2) **idrogeno dall'acqua**, si produce l'idrogeno tramite elettrolisi (l'energia elettrica si trasforma in energia chimica), ottenendo H₂ praticamente puro. Però per ottenere 1kg di H₂ gassoso sono necessari 45 kWh di energia elettrica e quindi il problema è il costo dell'energia, che potrebbe essere prodotta da fonti rinnovabili, magari producendo l'H₂ solo in momenti di esubero di produzione elettrica. 3) **idrogeno da biomasse**, si ottiene l'idrogeno tramite la pirolisi, che consiste nel riscaldare sostanza organica a 1000°C in assenza di aria. In natura però sono presenti organismi fotosintetici (alghe) in grado di produrre H₂. Inoltre, si stanno sperimentando tecniche biochimiche per la produzione di H₂ da rifiuti umidi o da acque di scarico di processi alimentari, con bioreattori anaerobici tramite processi di fermentazione.

La produzione annua di idrogeno nel 2008 è stata circa di 50 Mt, ottenute per il 50% da metano, per il 30% da idrocarburi pesanti (greggio) e per il 18% da gassificazione del carbone, mentre solo il 4% viene dall'elettrolisi.

La combustione di H₂ non presenta particolari problemi, dal momento che dà luogo a meno inquinanti: i prodotti della sua combustione con l'aria sono l'acqua, H₂ incombusto e tracce di ammoniaca. Inoltre, qualsiasi altro combustibile, miscelato con H₂, può migliorare il processo di combustione e quindi il rendimento. Per questo motivo si sta sperimentando l'utilizzo di metano addizionato al 15% in peso di H₂, combustibile definito commercialmente "idrometano".

L'H₂ può produrre energia in 2 modi: 1) **combustione ordinaria con solo H₂**. 2) **reazione con ossigeno tramite dispositivi detti celle a combustione**. Entrambi i metodi usano l'H₂ come vettore energetico per la generazione di energia elettrica.

La cella a combustibile è un dispositivo elettrochimico che converte l'energia di un combustibile (H₂), che reagisce con un composto gassoso ossidante (ossigeno, aria), in elettricità, calore e acqua senza passare attraverso processi di combustione e cicli termici e quindi senza risentire delle leggi della termodinamica (nulla si crea, nulla si distrugge, tutto si trasforma). Una cella a combustione compie il processo contrario dell'elettrolisi perché produce energia elettrica attraverso un processo chimico.

L'idrogeno è un gas in grado di essere ionizzato facilmente, perché la sua molecola è costituita da due atomi legati da un legame relativamente debole. Il comburente più usato è l'ossigeno, abbondante, disponibile gratuitamente in atmosfera e in grado di reagire con l'idrogeno dando un prodotto innocuo come l'acqua.

Una cella a combustibile è costituita da 2 elettrodi in materiale poroso: il catodo e l'anodo. Poi tra gli elettrodi è presente un elettrolita (membrana di scambio protonico), che ha la funzione di condurre gli elettroni prodotti da una reazione (sull'anodo) e consumati sull'altra (sul catodo), chiudendo il circuito elettrico all'interno della cella. Il combustibile, idrogeno, sull'elettrodo negativo (anodo), si ossida a ione H⁺ (protone) con cessione di elettroni. Gli elettroni fluiscono nel circuito per poi giungere al catodo dove riducono l'ossigeno a ione OH⁻ (ossidrile).

L'idrogeno è un gas in grado di essere ionizzato facilmente, perché la sua molecola è costituita da due atomi legati da un legame relativamente debole (H-H).

La trasformazione elettrochimica è accompagnata dalla produzione di calore che deve essere rimosso per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella. Le singole celle sono sovrapposte e collegate in serie per ricavare la tensione desiderata (più celle insieme = stack = pila). Generalmente un impianto a celle a combustibile è composto anche da un convertitore di corrente e da un trasformatore, che convertono, la corrente continua generata dalla pila in corrente alternata.

Le celle si differenziano secondo la natura chimica dell'elettrolita e la temperatura di funzionamento: **le celle che sviluppano temperature comprese tra i 60-200°C sono dette a bassa-media temperatura** e sono quelle che presentano meno problemi, ma hanno rendimenti più bassi. **Le celle ad alta temperatura**, invece, possono raggiungere anche 1000°C, di solito sono utilizzate per applicazioni che richiedono elettricità e calore.

La tecnologia a idrogeno è in rapido sviluppo: può essere usato per alimentare veicoli provvisti di motore con celle a combustibile, in fase liquida è anche utilizzato a bordo di veicoli spaziali per alimentare le celle a combustibile, che forniscono l'energia elettrica

necessaria, per il funzionamento della strumentazione di bordo, e, inoltre, l'acqua prodotta può essere bevuta dall'equipaggio. Poi potrebbe alimentare anche gli apparecchi elettronici di comune utilizzo come notebook, cellulari, etc.; infatti è possibile creare una cella a combustibile miniaturizzata, che è molto più leggera, economica e di durata superiore a quella delle comuni batterie dei cellulari (basterebbe inserire una fiala di combustibile a idrogeno ogni tot mesi per alimentare la cella).

Quindi la cella a combustibile ha un rendimento elettrico elevato tra il 40-48%, fino a raggiungere il 60% per gli impianti ad alte temperature, ha un ridotto impatto ambientale sia dal punto di vista delle emissioni che acustico e sarebbe possibile creare impianti di cogenerazione, utilizzando il vapore/calore generato per usi sanitari quali il riscaldamento.

Oltre ad essere prodotto l'H₂ deve essere trasportato e stoccato nei luoghi di consumo, purtroppo queste attività sono difficoltose a causa delle caratteristiche di questo gas che è molto infiammabile, leggero e si disperde nell'aria con facilità.

L'H₂ può essere stoccato e trasportato in forma gassosa, liquida o adsorbito su materiali speciali (può legarsi chimicamente con diversi metalli formando idruri o composti chimici in grado di intrappolare l'H₂ a pressioni basse e rilasciarlo a temperature più alte) oppure può essere trasportato con autocisterne o con idrogenodotti. L'esperienza nel settore del trasporto del gas naturale può essere utilizzata anche per la realizzazione di reti di distribuzione dell'H₂, ma per ottimizzare il trasporto, l'idrogeno richiede un diametro delle condotte e una pressione di esercizio maggiore rispetto al gas naturale. Le reti di distribuzione di H₂ liquido sono costose e di difficile gestione, quindi sono usate solo per applicazioni specializzate, come il rifornimento di veicoli spaziali. È possibile portare l'H₂ in fase liquida raffreddandolo a -253°C a pressione di circa 5 bar, ma per mantenerlo in queste condizioni, occorrono serbatoi speciali, nonché un grande consumo di energia per la liquefazione (circa il 30% del contenuto energetico del combustibile), contro il 4-7% per l'H₂ compresso. È questo che blocca le applicazioni nel settore automobilistico, più i problemi legati alla sicurezza come le perdite durante il rifornimento o in caso di incidente.

CAPITOLO 13

Nel 2011 la società umana ha globalmente utilizzato energia per quasi 20 TW per anno, quindi quasi il 20% di quella utilizzata dalla fotosintesi, affinché la vita possa continuare ad esistere sulla Terra i fattori fondamentali come la luce solare, la fotosintesi e la capacità di alcuni organismi di fissare CO₂ per produrre ossigeno e biomassa devono rimanere inalterati.

Tutta la vita su questo pianeta non è che trasmissione della luce del Sole e l'agente di questo miracolo è la fotosintesi, perché è grazie all'assorbimento della luce solare e la sequenza successiva di reazioni fotochimiche e termochimiche nei cloroplasti dei batteri fotosintetici e delle piante verdi, che le piante riescono a fornire tutti i nostri alimenti e tutti i nostri combustibili.

La vegetazione che copre il nostro pianeta è un magazzino naturale di energia solare e la materia organica di cui è composta si chiama biomassa, che si produce durante il processo di fotosintesi, durante il quale la CO₂ atmosferica e l'acqua del suolo si combinano per produrre zuccheri (glucosio), inoltre i legami chimici di queste sostanze immagazzinano l'energia solare che ha attivato la fotosintesi, fissando circa 10¹¹ tonnellate/anno di C atmosferico con un contenuto energetico di circa 25 GTOE, quasi 1,5 volte il fabbisogno energetico mondiale.

Quindi l'utilizzo di biomasse come fonte di energia prevede di rompere i legami chimici della materia organica, tramite processi di combustione o biochimici, che la trasformano nuovamente in CO₂ e liberano energia. Per questo motivo le biomasse sono definite rigenerabili e fonti carbon-neutral: tutta la CO₂ accumulata nella materia organica è reimpressa in atmosfera, mantenendo costante il valore di CO₂, quindi non contribuiscono all'effetto serra.

Il termine biomassa indica diversi prodotti di origine principalmente vegetale, e in misura ridotta animale: residui agricoli e forestali, scarti dell'industria del legno, scarti delle aziende zootecniche e residui agroalimentari. In Italia ci sono diverse definizioni in vigore: 1) le **bioenergie**, che sono l'insieme delle biomasse solide, il biogas, biocarburanti e i bioliquidi (combustibili liquidi di origine biologica) e la frazione biodegradabile dei rifiuti. 2) la **biomassa**, che è la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura, silvicoltura e dalle industrie come la pesca e l'acquacoltura, le potature provenienti dal verde pubblico e privato e la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani. 3) i **biocarburanti**, che sono i carburanti liquidi e gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa. 4) il **biogas**, che è un gas costituito da metano e anidride carbonica, prodotto mediante digestione anaerobica della biomassa (il gas da fanghi di depurazione prodotto per fermentazione anaerobica dei fanghi di depurazione, il gas prodotto per fermentazione anaerobica di prodotti agricoli, liquami zootecnici, rifiuti di macelli, birrerie e di industrie agroalimentari). 5) i **bioliquidi**, che sono dei combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, come l'elettricità, il riscaldamento/raffreddamento, prodotti dalla biomassa.

Le bioenergie sono fonti energetiche diffuse, però il loro impiego non è diffuso in modo altrettanto omogeneo. Nei Paesi in via di sviluppo le bioenergie coprono il 30-40% del fabbisogno di energia primaria, mentre nei Paesi industrializzati il loro contributo è più modesto per esempio appena il 3-4% in Italia e il 3% negli USA, mentre si sale al 17% in Svezia perché vengono bruciati gli scarti dell'industria forestale. Si stima che nei Paesi sviluppati la sostituzione dei combustibili fossili con le bioenergie richiederebbe la disponibilità di oltre 950 milioni di ettari da destinare alle colture energetiche, per questo l'utilizzo è ridotto. La Francia che ha la più vasta superficie agricola Europea, si dedica alla produzione di biodiesel e bioetanolo, grazie alla politica di completa defiscalizzazione per l'impiego come combustibile.

L'efficienza produttiva delle biomasse di origine vegetale è diversa perché è legata alle varie modalità con cui le piante realizzano la sintesi clorofilliana: si passa da 0,3 tep/ha delle tipiche foreste a 10 tep/ha della biomassa lignocellulosica come la canna da zucchero, però bisogna tenere conto che l'energia solare incidente sul piano orizzontale è oltre i 1000 tep/ha all'anno, quindi è maggiore di ben 2 ordini di grandezza rispetto alla più produttiva coltura vegetale.

Esistono varie tecnologie per ottenere energia biopower dai diversi tipi di biomasse, così come diversi sono anche i prodotti energetici che se ne ottengono. Essa ha diversi pregi per esempio può essere stoccata con facilità perché è in grado di conservare la sua energia fino al suo utilizzo, ha un prezzo conveniente ed ha un minimo contenuto di zolfo nelle emissioni. Però non è del tutto vero che le emissioni di CO₂ sono neutre, poiché la sua produzione richiede energia addizionale, oltre a quella ricevuta dal Sole nel suo intero ciclo di vita, inoltre bisogna considerare anche il trasporto e il fatto che la combustione produce comunque dei prodotti inquinanti a livello locale, come CO, NO_x, SO_x, particolato sospeso (polveri), ammoniaca e acido cloridrico.

I processi di conversione delle biomasse in energia possono essere ricondotti a 2 grandi categorie: **i processi termochimici** e **i processi biochimici**, a cui si aggiunge anche il processo di estrazione di oli vegetali da colture o residui oleaginosi.

I processi termochimici sono dei processi che ottengono l'energia dal legno: possono essere diversi a seconda della temperatura di combustione e il tipo di trasformazione fisica e chimica impiegata. Le tecnologie biopower convertono la biomassa in calore ed elettricità con impianti simili a quelli usati con i combustibili fossili. In genere si usa del legno triturato che può essere utilizzato sfuso o compresso in blocchetti: esso può essere **gassificato ad alta temperatura** (1000°C) in impianti dedicati e quindi il gas prodotto è usato come combustibile in centrali termoelettriche con turbine a gas a ciclo combinato. Può essere **riscaldato a temperature inferiori** in assenza di ossigeno (400-800°C), quindi il legno si separa in sostanze gassose, liquide (l'olio pirolitico può alimentare i motori) e solide (il carbone può essere usato come combustibile). La combustione di solito si effettua su residui cellulosici e legnosi con un rapporto C/N > 30 e umidità < 30%, quindi su materiali asciutti ricchi di cellulosa e lignina (molecole complesse costituite da lunghe catene di glucosio).

I processi biochimici sono basati sull'azione di funghi e batteri, che prediligono sostanze umide e proteiche (alghe, scarti di patate e barbabietole, rifiuti alimentari e deiezioni animali), e si alimentano di biomassa in determinate condizioni di temperatura e umidità. Questi microorganismi digeriscono la materia organica liberando molecole di scarto (per loro), ma preziose per noi, come il metano. Da questi processi otteniamo il biogas, il bioetanolo, i fertilizzanti, ma anche calore. Di solito i processi biochimici utilizzano biomasse con un rapporto C/N < 30% e umidità di raccolta > 30%. Attraverso quindi i processi di fermentazione si producono 2 biocarburanti: il bioetanolo e il biodiesel (i biocombustibili).

Il Biogas è una miscela di vari gas che può essere impiegata per il riscaldamento o in impianti termoelettrici per la produzione di elettricità. La miscela è compresa per il 50-70% da metano e per la restante parte da CO₂. Il suo potere calorifico corrisponde a circa il 60% del potere calorifico del gas naturale. Il processo di produzione consiste nella demolizione delle sostanze organiche complesse contenute nei vegetali o in sottoprodotti di origine animale ad opera di microrganismi (batteri), che producono CO₂, H₂ e CH₄, inoltre al termine del processo di fermentazione si conservano integri i principali elementi nutritivi come azoto, fosforo e potassio, quindi l'effluente è un ottimo fertilizzante. Si tratta di un processo di digestione anaerobica, quindi in assenza di ossigeno, fatto in digestori chiusi di appositi impianti.

Le caratteristiche principali di un impianto sono il sistema di miscelazione delle biomasse all'interno del fermentatore-digestore, il caricatore delle masse solide e il sistema di filtrazione del biogas prodotto, infatti il biogas deve essere sottoposto a un processo di depurazione e separazione dei componenti indesiderati CO₂ e zolfo. I vantaggi della produzione del biogas sono come quelli della biomassa: pareggiare il bilancio di CO₂ emessa in atmosfera e ridurre le importazioni di gas dall'estero.

Molti impianti usano liquami animali combinati con vegetali (rapporto 1:3), poiché la resa del biogas è ottimizzata mescolando più tipologie di materiali organici. Per alimentare una centrale da 1MW usando solamente prodotti appositamente coltivati occorrono circa 300 ettari di terreno da sottrarre alla produzione agricola, anche perché questi terreni devono avere un'ottima resa e quindi sono forzati con OGM, fertilizzanti e pesticidi. Per non parlare dei cattivi odori che vengono emessi dalla fermentazione dei vegetali e del liquame e del possibile aumento del traffico nelle zone limitrofe.

Biocombustibili (biofuel)

Si tratta di combustibile liquido impiegato nei mezzi di trasporto, ma può anche essere usato come combustibile per la produzione di energia elettrica. In Italia abbiamo i biocarburanti (trasporti) e i bioliquidi (altri usi). I benefici di usarli derivano dal fatto di avere un impatto ambientale più contenuto rispetto ai derivati del petrolio e utilizzare materiali di scarto difficilmente utilizzabili in altri modi. I più comuni sono il **bioetanolo** e il **biodiesel**: il primo è l'etanolo prodotto con processi di fermentazione di prodotti agricoli ricchi di zuccheri, come cereali, zucchine, vinacce. Esso è utilizzato come componente per benzine fino al 40% di percentuale, senza modificarne il motore o come combustibile nei biocamini per riscaldamento domestico. Il secondo è un biocombustibile ottenuto da fonti rinnovabili come oli vegetali e grassi animali (colza e olio di girasole), infatti è l'analogo del gasolio, derivato dal petrolio. Non è un olio vegetale puro, ma deriva dal processo di transesterificazione di oli vegetali con alcol etilico: è un combustibile liquido, trasparente, con densità simile a quella del gasolio, infatti può essere mescolato con il gasolio in ogni proporzione ed impiegato nei moderni motori diesel.

Il biodiesel non è tossico, è biodegradabile, ma contiene tracce di zolfo, che rientrano tuttavia nei parametri previsti dalle norme ambientali e può essere stoccato. L'unico problema grave è che emette NO_x e che le sue prestazioni rispetto al diesel tradizionale sono inferiori del 8-15%, però si sta cercando di superare il problema creando delle miscele con diesel e biodiesel al 20%.

CAPITOLO 14

L'energia geotermica è l'energia immagazzinata in forma di calore nella crosta terrestre, che può essere considerata una forma di energia alternativa e rinnovabile. Questo calore deriva per l'80% da fenomeni di decadimento radioattivo e in minor quantità dall'attrito dovuto ai moti convettivi che fanno affondare i metalli più pesanti verso il centro della Terra.

La Terra si è formata circa 4,5 miliardi di anni fa, e qualsiasi forma di calore residuo sarebbe stata dissipata parecchi milioni di anni fa. Eppure, la temperatura della Terra cresce man mano che si scende in profondità.

L'interno della Terra è molto più caldo della sua superficie, perché all'interno della Terra (nel nucleo composto da ferro e nichel) si suppone debba esistere una temperatura paragonabile a quella della superficie del Sole (da 4.000-6.000 °C).

*La Terra perde continuamente calore che viene disperso nello spazio, ma dal momento che la Terra dissipa del calore verso lo spazio, e dopo miliardi di anni non si è ancora raffreddata, significa che deve esistere una fonte di calore nel suo interno. La causa principale deriva dal fenomeno della radioattività: oggi sappiamo che il calore dell'interno della Terra (ci riferiamo in genere al mantello superiore o astenosfera, da cui i vulcani attingono materiale) viene continuamente prodotto dal **decadimento radioattivo** degli elementi, come **uranio, torio, rubidio** presenti nelle rocce del mantello e della crosta terrestre: essi si trasformano in elementi che hanno un numero atomico inferiore e, in questo modo, spargono una grande quantità di energia.*

All'interno della Terra il calore si diffonde per convezione: il materiale riscaldandosi si espande, diventa più leggero e tende a salire, mentre il materiale freddo essendo più pesante tende a scendere. Si creano così delle correnti dette anche moti convettivi che portano ad un continuo movimento di materiale.

Il concetto di sfruttamento dell'energia termica è legato alla possibilità di estrarre e utilizzare questo calore per scopi che vanno dal semplice riscaldamento di edifici fino alla produzione di energia elettrica.

Il termine **gradiente geotermico** indica l'aumento di temperatura con la profondità all'interno della crosta. Fino alle profondità raggiungibili con le moderne tecnologie di perforazione, 10 km massimo, il gradiente geotermico medio è relativamente costante ed è dell'ordine di 25°-30°/1000 m, però il valore del gradiente geotermico è variabile perché dipende dall'assetto geologico e tettonico dell'area. Si valuta che il flusso totale di calore geotermico verso la superficie sia di alcune decine di TW.

Per estrarre l'energia termica contenuta nella crosta terrestre è necessario individuare le aree con anomalia positiva del gradiente geotermico, localizzare il serbatoio geotermico, cioè un volume di rocce calde contenenti fluidi endogeni liberi di muoversi all'interno di rocce porose o fratturate, questo sistema è detto **geotermico idrotermale**.

Un sistema geotermico è formato da 3 elementi: la sorgente di calore, la roccia serbatoio ed il fluido geotermico, che è il vettore che trasporta il calore in superficie. La sorgente di calore può essere una intrusione magmatica ad alta temperatura (>600°C) ubicata a piccole profondità tra i 5 e i 10 km, oppure come in certi sistemi a bassa temperatura il normale flusso di calore terrestre. Il serbatoio è un complesso di rocce calde permeabili nel quale i fluidi geotermici possono circolare assorbendo il calore, inoltre esso è ricoperto da rocce impermeabili e connesso a zone di ricarica superficiali, dalle quali i fluidi superficiali possono sostituire totalmente o parzialmente i fluidi perduti attraverso le vie naturali o che sono estratti dai pozzi in fase di sfruttamento della risorsa geotermica. Il fluido geotermico di solito è acqua meteorica in fase liquida o vapore a seconda della sua temperatura e pressione.

Le risorse geotermiche sono classificate in funzione della temperatura dei fluidi endogeni: geotermia ad alta entalpia ($T > 150^\circ\text{C}$) utilizzati per la produzione di energia elettrica, a media entalpia ($90 < T < 150^\circ\text{C}$) e a bassa entalpia ($T < 90^\circ\text{C}$) utilizzati per il teleriscaldamento.

L'entalpia è una funzione di stato che quantifica l'energia termica posseduta da un fluido ed esprime la quantità di energia che esso può scambiare con l'ambiente esterno.

Purtroppo, i giacimenti di energia geotermica sono molto dispersi a livello territoriale e spesso sono posti a profondità così elevate da renderne difficoltoso o non economico lo sfruttamento, quindi prima di agire bisogna considerare alcune condizioni: 1) devono essere accessibili, ovvero deve essere possibile perforare pozzi con i metodi tipici dell'industria. 2) il fluido vettore deve essere sufficientemente produttivo. 3) la permeabilità delle rocce serbatoio deve essere alta per garantire la produzione a lungo termine dei fluidi caldi a portate economicamente accettabili.

Oggi l'energia geotermica produce meno dell'1% della produzione mondiale di energia elettrica e la potenza elettrica installata è pari a quasi 14 GW. La geotermia è quindi una fonte energetica marginale, utilizzabile solo in limitati contesti territoriali, per esempio nelle Filippine, che non hanno una produzione interna di combustibili fossili, l'energia geotermica contribuisce in modo non trascurabile all'approvvigionamento energetico e al benessere della nazione.

L'energia geotermica è definita come rinnovabile e sostenibile anche se la ricarica di energia nelle rocce serbatoio è il fattore critico della rinnovabilità di una risorsa geotermica: la ricarica energetica avviene attraverso l'apporto al sistema di fluidi caldi contemporaneamente allo sfruttamento (la risorsa deve ricaricarsi ad una velocità almeno pari a quella dello sfruttamento), solo in questo caso è possibile classificare l'energia geotermica come rinnovabile. La sostenibilità di una risorsa dipende invece dalla sua quantità iniziale, dalla velocità con cui si rigenera e dalla velocità con cui si consuma.

L'energia geotermica è oggi gravata da costi di installazione più elevati e periodi di sviluppo più lunghi rispetto all'energia solare eolica, per questo in alcuni Paesi non è una risorsa molto sfruttata.

Negli ultimi 20 anni si è sviluppato il settore della "geotermia a bassa entalpia" applicata al campo civile e a piccole o medie infrastrutture, come impianti condominiali o servizi di abitazioni singole. La bassa entalpia non riguarda tecnologie che utilizzano lo scambio di calore con fluidi endogeni profondi di origine crostale, ma sfrutta il sottosuolo per la sua caratteristica di essere un buon serbatoio di calore a temperatura mediamente costante, per esempio già a pochi metri di profondità la temperatura è praticamente costante tutto l'anno e pari alla temperatura media annua dell'aria esterna. In Italia a profondità maggiori di 10-12 m dalla superficie terrestre, la temperatura del terreno si mantiene costante giorno e notte, sia in inverno che in estate, intorno ai 12-14°C. questa è una

risorsa a bassa temperatura disponibile ovunque. Quindi a pochi metri di profondità in inverno è disponibile un ambiente a temperatura maggiore dell'aria esterna, mentre in estate l'aria esterna si trova a temperatura maggiore di quella nel sottosuolo: quindi in estate si possono usare delle tubazioni per la ventilazione degli interni che passano nel sottosuolo, mentre in inverno si può usare la pompa di calore, che è in grado di sottrarre calore al terreno per trasferirlo all'interno degli edifici. Quindi si tratta di un impianto di geoscambio che consiste nella climatizzazione degli edifici per mezzo dello scambio termico con il sottosuolo grazie ad una pompa di calore, che è una macchina reversibile che trasferisce energia termica da una sorgente a temperatura minore ad una sorgente a temperatura maggiore, utilizzando energia fornita dall'esterno (elettricità). Si tratta quindi di un condizionatore d'aria con valvola reversibile che cambia la direzione di scorrimento del fluido refrigerante in modo da apportare calore (riscaldare) a un edificio o estrarre calore (raffreddare) da un edificio. Essendo una macchina reversibile in estate il ciclo si inverte e trasferisce calore dall'edificio al sottosuolo.

Il vantaggio economico ed energetico della pompa di calore è dato dal rapporto tra il calore immesso o estratto dall'edificio e il consumo di energia elettrica; questo rapporto è detto COP, ovvero il coefficiente di prestazione, che di norma è compreso tra 3 e 4. Quindi è maggiore di 1 perché oltre ad avere la conversione del lavoro fornito in calore utile, è presente anche in aggiunta il flusso di calore dalla "sorgente" verso il punto caldo. Un COP=3 significa che per ogni 3 kW termici resi disponibili all'interno dell'edificio, si consuma solo 1 kW elettrico.

Dal momento che l'energia termica presente nella prima porzione del sottosuolo proviene in gran parte dal sole, e, solo in minima parte, dall'interno della crosta terrestre, i sistemi di geoscambio sono classificati come sistemi a energia rinnovabile, nonostante la pompa di calore consumi energia elettrica, che normalmente è prodotta utilizzando i tradizionali combustibili fossili.

In Italia il rendimento del sistema di generazione di energia elettrica è di circa il 40%, ciò significa che per produrre 1 kWh elettrico, è necessario consumare $1/0,4 = 2,5$ kWh termici, quindi una pompa di calore geotermica è in grado di produrre da 3 a 4 kWh termici consumando 2,5 kWh termici che a loro volta sono serviti per produrre 1 kWh di energia elettrica, quindi il rendimento di energia primaria di una pompa di calore geotermica è variabile tra il 120% e il 160%, mentre le migliori caldaie a condensazione raggiungono rendimenti del 90%. Di conseguenza una pompa di calore geotermica permette un risparmio energetico primario tra il 25% e il 45%. Per rendere l'impianto più efficiente si potrebbe pensare di abbinare la pompa di calore ad un impianto fotovoltaico, che produce l'energia necessaria per alimentare la pompa stessa.

Si può utilizzare il geoscambio anche in aree caratterizzate da climi freddi, dove basta accoppiare la pompa di calore ad un impianto a pannelli solari termici e immagazzinare nel sottosuolo calore aggiuntivo, durante i mesi estivi, per evitare di sottrarre troppo calore al terreno e quindi che possa congelare.

Lo scambio di calore con il sottosuolo può avvenire in 3 modi: 1) impianti a circuito chiuso, dove la pompa di calore compie lo scambio termico col sottosuolo indirettamente, per mezzo di un circuito termoidraulico secondario con un fluido termovettore (in polietilene ad alta densità, all'interno del quale si utilizzano miscele di acqua e antigelo). 2) impianti a circuito aperto, nei quali si preleva l'acqua di falda, a temperatura costante, con cui si effettua lo scambio termico, poi l'acqua è reimpressa in falda a temperatura inferiore (in inverno) e superiore (in estate). 3) impianti a scambio diretto, dove il circuito dell'evaporatore/condensatore della pompa di calore è a diretto contatto con il sottosuolo, però in questo caso può uscire il lubrificante del compressore della pompa di calore.

Gli impianti a circuito aperto hanno i seguenti vantaggi: l'acqua prelevata non risente dello scambio termico, quindi non si instaura un gradiente termico e hanno grande potenza e minore costo di installazione occupando spazi minori. Lo svantaggio è che deve essere presente per forza un acquifero sotterraneo.

Negli impianti a circuito chiuso lo scambio di calore tra l'edificio e il sottosuolo si realizza con dispositivi detti sonde geotermiche, che servono per movimentare l'energia termica del sottosuolo. Si tratta solitamente di tubi a U, costituiti da materiali ad alta trasmittanza termica in cui fluisce un liquido che assorbe il calore e lo porta in superficie o, viceversa, lo trasferisce nel sottosuolo.

Oggi i costi di installazione di un impianto geotermico a bassa entalpia per uso civile sono maggiori rispetto alle soluzioni convenzionali, come una caldaia a metano, ma i costi di mantenimento sono minori e sembrano permettere un recupero dell'investimento in tempi inferiori ai 10 anni con una vita dell'impianto non inferiore ai 25 anni. In Italia l'ostacolo principale è la tutela ambientale perché si può causare l'eccessivo riscaldamento e raffreddamento del terreno e dell'acquifero.

Sistemi HDR

Agli inizi del 1970 negli USA si sono diffusi gli impianti HDR, in cui sia il fluido che il serbatoio sono artificiali. Praticamente si sfrutta il calore terrestre contenuto in rocce profonde poco permeabili non associato alla presenza di fluidi geotermici. Per sfruttare questo calore, attraverso un pozzo perforato, si pompa acqua ad alta pressione in una roccia compatta, provocandone così la frattura idraulica. Il sistema fratturato è poi attraversato da un secondo pozzo, in cui si può iniettare un secondo fluido che ha la funzione di termovettore, così si può estrarre il calore dalle rocce e si può far funzionare il sistema come un sistema geotermico naturale.

L'energia geotermoelettrica è prodotta in impianti convenzionali o in impianti a ciclo binario: i primi richiedono fluidi con una temperatura di almeno 150°C e sono disponibili nel tipo a contropressione, ovvero con scarico diretto nell'atmosfera (i più semplici e meno costosi, ma consumano di più. Il vapore passa attraverso la turbina e poi è scaricato in atmosfera), o a condensazione, i quali recuperano e sfruttano tutto il calore contenuto nei fumi di scarico, così i fumi escono dall'abitazione ad una temperatura più bassa e buona parte del calore viene trattenuto per produrre energia utile (più complessi, più grandi, ma consumano la metà).

I notevoli progressi negli ultimi decenni hanno reso possibile produrre elettricità sfruttando fluidi geotermici a temperatura medio-bassa. Gli impianti binari utilizzano un fluido secondario di lavoro, di solito un fluido organico, che ha un basso punto di ebollizione ed un'elevata pressione di vapore a bassa temperatura rispetto al vapore acqueo: il fluido geotermico cede calore al fluido secondario, attraverso uno scambiatore di calore, nel quale questo fluido si riscalda e poi vaporizza, il vapore prodotto aziona così una normale turbina collegata ad un generatore; il vapore viene poi raffreddato, passando allo stato liquido, e il ciclo ricomincia. Scegliendo opportunamente il fluido secondario è possibile costruire impianti binari che sfruttano fluidi geotermici con temperature comprese tra 85°C e 170°C. Inoltre gli impianti binari operano in circuiti chiusi dove né fluidi di lavoro, né fluidi geotermici vengono a contatto con l'esterno.

CAPITOLO 19

Uno dei più importanti gas serra immessi nell'atmosfera dall'attività antropica è la CO₂, che proviene principalmente dall'utilizzo di combustibili fossili. Il crescente tasso di concentrazione della CO₂ potrebbe essere ridotto in vari modi, uno dei quali consiste nella cattura dei punti di emissione e lo stoccaggio fuori dall'atmosfera, per esempio iniettando la CO₂ in rocce porose del sottosuolo, dove potrebbe rimanere confinata per tempi lunghi a scala geologica: si tratta della tecnica di **CATTURA E STOCCAGGIO DELLA CO₂, quindi la CCS**.

Il problema legato al forte incremento della concentrazione di CO₂ in atmosfera è che potrebbe causare un aumento della temperatura media mondiale tra i 1,4°C e i 5,8°C entro l'anno 2100, mentre tra 2 e 6,3°C in Europa.

La CO₂, insieme al CH₄ e il N₂O (protossido di azoto) sono dei gas serra presenti naturalmente in atmosfera, ma il loro aumento di concentrazione, causato dall'incrementarsi delle attività antropiche, è la causa del riscaldamento globale e dello scioglimento dei ghiacciai nel mondo.

La CO₂ viene rilasciata dagli infiniti cicli industriali odierni che utilizzano enormi quantità di energia prodotta principalmente da fonti fossili tramite combustione e da biomassa, sempre tramite combustione. Inoltre, non sono da trascurare le attività di disboscamento, che riducono la possibilità di assorbimento di CO₂ a breve termine nelle biomasse.

Le tecnologie oggi disponibili per la possibile stabilizzazione dei livelli di CO₂ nell'atmosfera sono: 1) riduzione dei consumi energetici, facendo leva sull'aumento dell'efficienza della conversione e/o dell'utilizzazione dell'energia. 2) utilizzare combustibili con minore contenuto di carbonio, come il gas naturale al posto del carbone. 3) aumento dell'impiego di fonti di energia rinnovabile o del nucleare, che emettono minori quantità di CO₂. 4) sequestro della CO₂ dall'atmosfera tramite la capacità di assimilazione biologica di foreste e suoli oppure catturando e stoccando industrialmente la CO₂ nel sottosuolo.

Dal momento che dal 1988 al 2018 le emissioni medie globali di CO₂ sono aumentate del 45% (oltre 45 Gt di CO₂ emesse nel 2018), nel 1992 fu approvata a Rio de Janeiro la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici il cui obiettivo ultimo è quello di stabilizzare le concentrazioni in atmosfera di gas serra ad un livello tale da impedire che le attività umane interferiscano negativamente con il sistema climatico. La Convenzione impegna i Paesi che hanno partecipato a monitorare le emissioni di gas serra prodotte ed elaborare strategie nazionali per ridurre le proprie emissioni, poi la Convenzione impegna i Paesi industrializzati ad assistere i Paesi in via di sviluppo ad affrontare la problematica dei cambiamenti climatici. Nel 2015 c'è stata un'altra conferenza della Convenzione a Parigi che potrebbe essere stato un punto di svolta decisivo nei confronti della riduzione delle emissioni di CO₂.

L'IEA indica che le tecniche di CCS potrebbero rappresentare circa la metà delle riduzioni delle emissioni conseguibili nei vari settori entro il 205. Le emissioni antropiche provengono da vari settori, ma principalmente a livello mondiale 2 settori producono quasi 2/3 delle emissioni globali di CO₂: quello della generazione elettrica e del calore e quello dei trasporti.

Le possibilità tecnologiche più avanzate per la cattura della CO₂ da fonti fossili sono: 1) **cattura post-combustione dai gas di scarico** provenienti da una combustione di tipo tradizionale, si tratta del sistema più facile, ma non più economico, che consiste nel separare la CO₂ dal flusso di gas di combustione dopo che è avvenuta la combustione stessa. 2) **cattura pre-combustione da un flusso di gas**, si tratta di preparare il combustibile in un ambiente privo di azoto e separando la CO₂ in questo stadio, così possiamo evitare il problema dell'alta concentrazione di azoto nei gas di combustione. 3) **cattura tramite l'applicazione della combustione oxy-fuel**, particolare combustione in cui il combustibile è bruciato direttamente con ossigeno, invece dell'aria, così si evita l'introduzione dell'azoto nel sistema di combustione.

Purtroppo, la cattura della CO₂ è oggi un costo aggiuntivo insostenibile che limita l'applicazione delle tecniche CCS nel campo della generazione elettrica. Gli ostacoli principali sono gli alti costi iniziali di investimento, i costi operativi, in parte imputabili alla maggior quantità di energia necessaria per la cattura della CO₂ e il trasporto perché deve essere portata presso i siti di stoccaggio.

Tecniche di stoccaggio: per agire in maniera sensibile all'aumento della concentrazione di CO₂ in atmosfera, i possibili serbatoi di stoccaggio devono avere una capienza sufficiente a immagazzinare una frazione rilevante delle emissioni globali di CO₂: 1) **serbatoi naturali associati a formazioni geologiche profonde** e 2) **fondali marini profondi** (fisicamente possibile, ma ancora in via di applicazione, per esempio in Italia è categoricamente esclusa).

Affinché uno stoccaggio sia efficace, la CO₂ deve rimanere confinata nel sottosuolo per diverse centinaia di migliaia di anni, ovvero per tempi a scala geologica. Un sito di stoccaggio deve quindi soddisfare 2 condizioni: 1) possedere una comprovata barriera fisica che garantisca la permanenza della CO₂ nel serbatoio e 2) avere sufficiente capacità di immagazzinamento. Ad oggi esistono 3 tipologie di serbatoi naturali associati a formazioni geologiche profonde con un adeguato potenziale di stoccaggio e confinamento della CO₂: 1) giacimenti di greggio o gas naturale esauriti o in via di esaurimento (capacità di stoccaggio pari a 2000Gt); 2) acquiferi salini profondi (capacità di stoccaggio maggiore di 2000 Gt); 3) strati di carbone non coltivabili.

Lo stoccaggio in giacimenti di greggio o di gas naturale: i giacimenti di idrocarburi sono costituiti da rocce porose e permeabili ricoperte da rocce impermeabili. Molti giacimenti oggi sono in via di esaurimento e quindi possono funzionare come siti di stoccaggio per la CO₂ essendo caratterizzati da bassi costi di esplorazione geologica (già eseguita durante la vita produttiva), sono trappole geologiche comprovate avendo ospitato liquidi e gas per milioni di anni, sono ben noti dal punto di vista geologico, e, inoltre, si possono riutilizzare impianti già esistenti e utilizzati per gli idrocarburi per il trasporto e la iniezione della CO₂. Tale soluzione però non sembra risolutiva in Italia, dove l'ubicazione della maggior parte dei giacimenti è lontana dai siti di produzione e la capacità di stoccaggio è limitata.

Lo stoccaggio in acquiferi salini profondi (800 metri di profondità): la CO₂ è iniettata in pressione nell'acquifero attraverso uno o più pozzi: ciò porta ad una parziale dissoluzione di CO₂ nell'acqua salata. La sicurezza dello stoccaggio deve essere garantita dalla presenza di una formazione impermeabile al passaggio della CO₂ (roccia di copertura), posta sopra la roccia serbatoio, analogamente ai giacimenti di idrocarburi. Nel tempo quindi la CO₂ si dissolve nell'acqua, ma secondo la natura della roccia può anche reagire con i minerali e formare carbonati, che contribuiscono allo stoccaggio in una forma ancora più duratura rispetto al dissolvimento in acqua salata.

A 800 m di profondità con una pressione di giacimento di 80 bar o più la CO₂ si presenta come un fluido molto denso e quindi facilmente stoccabile in grandi quantità. Attualmente si sta iniettando quasi 1 Mt all'anno di CO₂ in un acquifero salino nel Mare del Nord, invece di disperderla nell'atmosfera.

Stoccaggio in strati di carbone non coltivabili: è noto che la CO₂ si assorbe negli strati carboniferi e può essere immagazzinata permanentemente, a patto che il carbone non sia mai estratto, come in questo caso, dove la sua coltivazione non è conveniente a livello economico. Oggi questi giacimenti sono utilizzati per la produzione del metano associato al carbone, per esempio negli USA il 10% del gas naturale proviene da tale fonte, il CBM. Il processo avviene così: la CO₂ viene iniettata (più il carbone è permeabile più è facile l'assorbimento) in questi giacimenti di carbone che non verranno mai estratti, spiazzando il metano assorbito sul carbone e poi viene assorbita, quindi questo meccanismo incrementa anche la produzione di metano perché la CO₂ viene assorbita e il metano si desorbe in proporzione (ECBM).

Stoccaggio della CO₂ in forma solida: si fa reagire la CO₂ con minerali naturali, come il silicato di magnesio per produrre carbonati di calcio e magnesio che sarebbero poi stoccati permanentemente. Questo progetto è a uno stadio iniziale e, attualmente, i costi di tale tecnologia sono proibitivi, mentre gli impianti per l'utilizzo della CO₂ come materia prima per la fabbricazione di carbonato e bicarbonato di sodio sono già in funzione.

ARGOMENTO A SCELTA (CAPITOLO 18 + CENNI CAPITOLI 5 E 16)

Le tecnologie LNG e il gas naturale

Dopo le crisi petrolifere degli anni 1970, le oscillazioni dei prezzi e i problemi geopolitici, in virtù della loro distribuzione disomogenea a livello mondiale, connessi all'approvvigionamento di greggio, hanno spinto vari Paesi a rivalutare un combustibile fino ad allora poco apprezzato, ovvero il gas naturale.

Tra i combustibili fossili, il gas naturale è quello relativamente più pulito, quindi il più ecologico e sostenibile, ma non a emissioni zero. La sua combustione libera la minor quantità di CO₂ rispetto a qualsiasi altro combustibile e quindi il suo utilizzo provoca un minor impatto ambientale. Poi le sue emissioni non contengono residui carboniosi, benzene e polveri sottili, e la sua capacità di formare ozono è inferiore dell'80% rispetto alla benzina. È quindi considerato come una delle fonti che potrebbe sostenere la transizione energetica verso un futuro sempre più orientato a fonti di energia rinnovabili. L'unico problema è causato dagli alti costi del trasporto, quindi il gas naturale, di solito, era destinato ad un mercato strettamente regionale e fino al 1990 il suo commercio internazionale era limitato alle principali reti di gasdotti europei, nordamericani e russi.

Negli ultimi 15 anni è diventato un combustibile privilegiato, stimolando l'interesse mondiale per lo scambio e l'acquisto di grosse forniture estere: ciò ha permesso a un numero sempre maggiore di mercati e aree povere di gas di diventare importatori, spingendo i tradizionali Paesi produttori a incrementare l'attività esplorativa e di produzione, ma anche costringendoli a rivedere le loro strategie commerciali.

Il gas naturale è un combustibile fossile che si trova nei giacimenti del sottosuolo sotto forma di una miscela di idrocarburi a composizione variabile: il costituente principale è il metano (CH₄), seguito da altri idrocarburi semplici come le paraffine, tra le quali

ci sono l'etano, il propano e il butano, ma possono essere presenti anche altri gas come CO₂, N₂ e H₂S e altri gas rari. Se le miscele contengono principalmente metano si dicono secche, mentre se contengono idrocarburi più complessi si dicono umide.

Il metano è l'idrocarburo più semplice, più leggero dell'aria, incolore, inodore e non tossico. È infiammabile con l'aria solo per concentrazioni comprese tra il 5% e il 15%. In condizioni standard, 1 metro cubo equivale a 38MJ, oltre 8000 kcal. Il passaggio del gas naturale allo stato liquido può avvenire diminuendo la temperatura o aumentando la pressione: il metano per esempio può diventare liquido anche a temperatura ambiente se raffreddato a -164°C (GNL), mentre le miscele di propano e butano diventano liquide solo se si aumenta la pressione, avendo una temperatura critica superiore a quella ambiente.

Molto interessante è la liquefazione del gas naturale, il quale si può trasformare in un liquido stoccabile a pressione atmosferica. Ricordiamo inoltre che lo stoccaggio è una necessità connessa alla tipologia tipica dei contratti di fornitura take or pay, poco flessibili sulla quantità fornita, legati ai grandi gasdotti che collegano i produttori ai consumatori. Di solito avviene nei mesi estivi e si usano giacimenti di gas ormai esauriti, per conservare il gas naturale e poterlo utilizzare nei mesi invernali, cioè nei momenti di consumo di punta.

La liquefazione del gas naturale permette di ridurre il volume dell'unità di massa di circa 600 volte, consentendo di ottenere costi competitivi per lo stoccaggio ed il trasporto di notevoli quantità di energia immagazzinata in spazi ridotti, confrontabili con ordini di grandezza del petrolio greggio. Quindi il GNL può essere stoccato in grandi serbatoi metallici, caricato su navi metaniere e trasportato per lunghe distanze fino ai mercati di consumo finali dove viene rigassificato e distribuito alle reti di consumo. Si tratta dell'unica tecnologia di trasporto del gas naturale a lunga distanza, perché le condotte attraversando diverse zone possono essere vittima dell'instabilità politica delle aree attraversate, visto che si tratta di una struttura fissa; infatti anche se è interrata o sottomarina è vulnerabile e riconoscibile, inoltre è impossibile organizzare una protezione attiva ed efficace lungo il suo lungo percorso all'interno dei territori o Paesi ostili.

Il GNL offre evidenti vantaggi in termini di sicurezza e flessibilità di trasporto, che si traducono anche in vantaggi geopolitici: il mercato del gas non è più legato alla rigidità e al funzionamento di condotte fisse e i costi per il trasporto si fanno relativamente più convenienti al crescere della distanza, offrendo maggiori opportunità di commercializzare per i Paesi produttori e maggiori possibilità di approvvigionamento diversificato per i Paesi consumatori.

Il GNL oggi rappresenta il 30% del mercato internazionale di gas naturale contro il 70% trasportato in condotta, ma la domanda dovrebbe crescere fino a 500 milioni di tonnellate entro il 2030. Il Giappone ha scelto il GNL (100%) come modalità di approvvigionamento del gas naturale, infatti possiede 30 terminali di rigassificazione. L'Italia è il terzo Paese in Europa per consumo di gas naturale (il gas importato in Italia rappresenta il 90% dei consumi), ma il GNL incide solo al 5% sul totale delle importazioni, perché è necessario possedere delle strutture di rigassificazione, le quali sono costose da costruire.

La filiera del GNL consiste in 4 fasi: 1) Produzione; 2) Liquefazione; 3) Trasporto; 4) Rigassificazione.

Produzione: il gas naturale si trova in giacimenti a terra o offshore ed è prodotto con le tecnologie tipiche dell'industria petrolifera, purtroppo solo in rari casi le aree geografiche in cui si trovano i giacimenti di gas coincidono con le aree di maggior richiesta del mercato, quindi il gas deve essere sempre trasportato dall'area di produzione all'area di consumo (le tecnologie LNG si riferiscono quindi ad una particolare tecnica di trasporto del gas naturale su lunghe distanze via mare).

Liquefazione: gli impianti di liquefazione funzionano come enormi impianti di refrigerazione, prima il gas è trattato per rimuovere acqua, azoto e altre impurità che potrebbero creare malfunzionamenti all'impianto o solidificare a basse temperature. Poi il gas trattato è sottoposto a varie fasi di raffreddamento e condensazione fino a raggiungere la temperatura di circa -164°C a pressione atmosferica. Al termine del processo di liquefazione, il volume originale del gas si riduce di 600 volte rispetto al suo volume a temperatura ambiente e pressione atmosferica. In fase liquida il GNL deve essere conservato in appositi serbatoi criogenici di stoccaggio in attesa di essere caricato sulle navi metaniere e spedito ad un terminale di rigassificazione.

Trasporto: il GNL caricato sulle navi metaniere è normalmente trasportato a pressione atmosferica, però è possibile che il trasporto avvenga in serbatoio lievemente pressurizzati e quindi a temperature meno basse. Le metaniere sono navi progettate e costruite secondo rigorosi standard di sicurezza per questo è possibile collegare alcuni tra i più grandi giacimenti di gas al mondo, lontani e difficili da raggiungere, con i mercati mondiali.

Rigassificazione: l'operazione consiste nel riscaldare il GNL fino a temperatura ambiente, trasformandolo nuovamente nella fase gassosa. Si tratta di un procedimento di natura fisica, che consiste nel passaggio di stato dalla fase liquida a quella gassosa tramite uno scambio termico. Tutto inizia con l'attracco di una metaniera presso il terminale di rigassificazione, dove il GNL viene scaricato e stoccato, in fase liquida e pressione atmosferica, in appositi serbatoi criogenici. Poi viene inviato ad un vaporizzatore, che riscaldandolo, ne provoca il cambio di fase, con conseguente espansione del gas. La variazione di temperatura di solito avviene tramite lo scambio termico in tubi tra il GNL e l'acqua di mare, che cede il proprio calore al gas. A questo punto il gas può essere messo nella rete di distribuzione nazionale, previa compressione alla pressione di esercizio della rete di trasporto.

Principali tipologie di terminali di rigassificazione:

Terminali Onshore, si tratta della tecnologia più diffusa e collaudata, anche perché è stata la prima ad essere sviluppata. Consiste nel realizzare un impianto in un'area in prossimità della costa, in genere all'interno o in prossimità di un'area portuale di dimensioni adeguate ad ospitare i serbatoi di stoccaggio di GNL, gli impianti di rigassificazione, i sistemi di compressione e gli apparati di connessione alla rete di trasporto nazionale. Il primo terminale Onshore è stato costruito a Panigaglia, all'interno del golfo di La Spezia, dove l'impianto è costituito dalle seguenti sezioni: **ricezione**, costituita dall'area di attracco delle metaniere, dai bracci di scarico sul pontile di ormeggio e dalla linea di trasferimento ai serbatoi criogenici, costituita da una condotta che percorre un pontile di circa 500 m. **Stoccaggio** costituito da 2 serbatoi cilindrici verticali di capacità di 50.000 metri cubi, in cui il gas è mantenuto a temperatura di circa -160°C e a pressione poco superiore di quella atmosferica. **Rigassificazione** mediante vaporizzatori a fiamma sommersa. **Gestione della sicurezza** tramite sistemi per l'acquisizione, elaborazione e regolazione dei parametri di processo, la supervisione dell'impianto e il sistema di automazione e blocco per la messa in sicurezza automatica dell'impianto in caso di emergenza.

L'impianto è costituito da un pontile di attracco per le metaniere, dai serbatoi di stoccaggio GNL e dai dispositivi di rigassificazione ed ha una capacità di rigassificazione di $3,4 \times 10^9$ Standard metri cubi standard all'anno.

Terminali Offshore GBS, si tratta di una tecnologia strutturale innovativa, dove i terminali vengono costruiti in un cantiere navale all'interno di un bacino di carenaggio. Sono progettati per essere galleggianti e quindi possono essere trainati dal cantiere do costruzione fino alla destinazione finale, un sito specifico a largo della costa, e qui affondate, ovvero adagiate sul fondale marino utilizzando una zavorra d'acqua. Si tratta quindi di una vera e propria isola artificiale, cui le navi possono attraccare e scaricare il GNL nei serbatoi integrati nello scafo sommerso. Il terminale di rigassificazione è alloggiato sulla stessa struttura, insieme agli impianti ausiliari e agli alloggiamenti del personale di bordo, poi un gasdotto sottomarino permette di collegare il rigassificatore alla costa e di far arrivare il gas alla rete di trasporto nazionale. In Italia abbiamo l'Adriatic LNG sito al largo della costa di Porto Viro (RO), situato nel Mare Adriatico a 15 km dalla costa, poggia sul fondale marino ed è collegata alla rete di distribuzione nazionale tramite un metanodotto. Il terminale è costituito da una struttura di cemento armato, che ospita due serbatoi di stoccaggio di GNL, un impianto di rigassificazione e le strutture per l'ormeggio delle navi e lo scarico del GNL.

Terminali Offshore FSRU, a differenza dei terminali GBS, questa tecnologia prevede la realizzazione di una struttura permanentemente galleggiante, in cui sono alloggiati tutti gli impianti tecnologici per lo stoccaggio e la rigassificazione. Inoltre, la struttura galleggiante può anche essere una nave metaniera ancorata al fondo marino, lontana dalla costa e funzionante come serbatoio galleggiante a cui attraccano le navi metaniere per scaricare il gas liquefatto che viene riportato allo stato gassoso a bordo della nave galleggiante. C'è un gasdotto che collega la nave alla terraferma, che consente di immettere il gas nella rete nazionale, come a Livorno.

Nave rigassificatrice ORG, si tratta di navi metaniera in grado di rigassificare a bordo, secondo una tecnologia sviluppata e commercializzata dal 2006. La nave metaniera funge sia da vettore sia da impianto di rigassificazione, quando raggiunge la destinazione finale. L'infrastruttura necessaria per la ricezione del gas aeriforme si limita a una boa di ormeggio e scarico del metano, ancorata offshore, dalla quale si riparte un gasdotto sottomarino per veicolare il gas a terra. La nave rigassificatrice sembrerebbe la tecnologia più intelligente per abbattere il costo degli impianti di rigassificazione.

Di norma questi impianti sono realizzati in grandi aree aeroportuali oppure in prossimità di complessi petroliferi. Le tecnologie offshore offrono sicuramente più versatilità, perché sono realizzate in mare aperto, però sono più costose e richiedono tempi di progettazione più lunghi. Inoltre, bisogna prendere in considerazione i possibili rischi e incidenti, dal momento che gli impianti di rigassificazione lavorano con grosse quantità di metano.