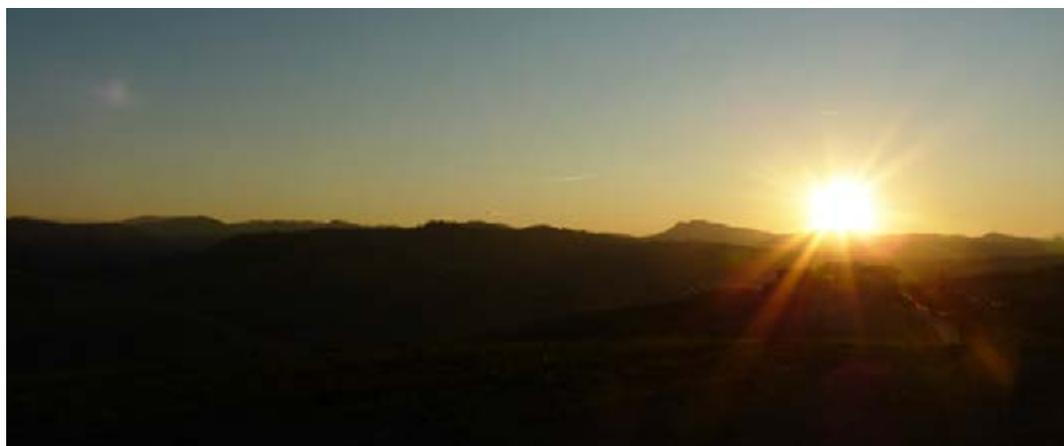


Paolo Macini e Ezio Mesini

OPEN  
TEACHING 



# ENERGIA

Risorse, tecnologie e ambiente

Bononia  
University Press

**OPEN**  
**TEACHING**





Paolo Macini e Ezio Mesini

# ENERGIA

Risorse, tecnologie e ambiente

**Bononia**  
University Press

La versione digitale di questo volume è disponibile gratuitamente grazie al contributo dell'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna.

Visita [buponline.com/openteaching](http://buponline.com/openteaching)

Bononia University Press

Via Foscolo 7

40123 Bologna

tel. (+39) 051 232882

fax (+39) 051 221019

ISBN 978-88-6923-649-5

ISBN online 978-88-6923-724-9

[www.buponline.com](http://www.buponline.com)

e-mail: [info@buponline.com](mailto:info@buponline.com)

Quest'opera è pubblicata sotto licenza Creative Commons BY-NC-SA 4.0

L'Editore si dichiara disponibile a regolare eventuali spettanze per l'utilizzo delle immagini contenute nel volume nei confronti degli aventi diritto.

Progetto di copertina e impaginazione: Design People (Bologna)

Immagine di copertina: Andrea Bonazzi

Prima edizione: gennaio 2021

# SOMMARIO

<i>Premessa</i>	9
-----------------	---

## PARTE I

### ENERGIA E VETTORI ENERGETICI

<b>Capitolo 1 L'energia nel mondo di oggi</b>	13
Uno sguardo globale	15
Energia, potenza e trasformazioni energetiche	18
Fonti primarie e secondarie, energia finale, energia utile	21
Fonti rinnovabili e non rinnovabili	23
Peculiarità energetiche dei combustibili fossili	24
Rendimento ed efficienza energetica	25
Sistema energetico	28
Bilancio Energetico Nazionale (BEN)	30
Sicurezza nazionale e questione energetica	31
<i>Green Deal</i> europeo	33
<b>Capitolo 2 L'energia elettrica e le reti del futuro</b>	37
Centrali termoelettriche a vapore	42
Centrali turbogas	43
Centrali a ciclo combinato	44
Centrali lente, centrali veloci e centrali non controllabili	45
Fonti energetiche rinnovabili diffuse e non programmabili	45
Dispacciamento elettrico delle FER non programmabili	48
Smart Grid	52
Bolletta elettrica	54

---

<b>Capitolo 3</b>	<b>L'idrogeno: un alleato per la decarbonizzazione</b>	57
	Idrogeno	59
	Produzione industriale	60
	Utilizzi dell'idrogeno	62
	Trasporto, stoccaggio e distribuzione	65
	Autoveicoli a idrogeno	67
	<i>Power-to-gas</i> : il futuro?	69

<b>Capitolo 4</b>	<b>Il ruolo degli idrocarburi nella società contemporanea</b>	71
	Industria petrolifera	73
	Risorse, riserve, produzione e consumi	76
	Produzione degli idrocarburi in Italia	82

## PARTE II

### COMBUSTIBILI FOSSILI E NUCLEARE

<b>Capitolo 5</b>	<b>Il gas naturale, fonte-ponte per la transizione energetica</b>	93
	Utilizzi del gas naturale	95
	Transizione energetica e ruolo del gas naturale	97
	Industria del gas naturale	99
	Trasporto del gas naturale	101
	Trasporto e distribuzione del gas naturale in Italia	106
	Tecnologie GNL (Gas Naturale Liquefatto)	109
	Sistema del GNL	111
	Terminali di rigassificazione	114

<b>Capitolo 6</b>	<b>Lo stoccaggio del gas naturale nel sottosuolo</b>	119
	Giacimenti di stoccaggio	122
	Pozzi di erogazione/reiniezione	127
	Centrale di stoccaggio	127
	Sistema di dispacciamento	129
	Giacimenti di stoccaggio in Italia	129

<b>Capitolo 7</b>	<b>Il petrolio greggio e gli idrocarburi non convenzionali</b>	133
	Utilizzi del petrolio greggio	138
	Trasporto in condotta e via nave	139

---

Gli idrocarburi non convenzionali	142
Petrolio greggio non convenzionale	144
Gas naturale non convenzionale	146
<b>Capitolo 8 Il carbone, una scomoda eredità</b>	151
Caratteristiche, estrazione, trattamento e trasporto	153
Utilizzi del carbone	156
Carbone in Italia	158
<b>Capitolo 9 L'energia nucleare, dubbi e incertezze</b>	163
Combustibili nucleari	169
Rifiuti radioattivi	171
Alcune tappe del nucleare civile in Italia	172

### PARTE III

#### FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

<b>Capitolo 10 L'energia idroelettrica</b>	179
Tipologie di impianti idroelettrici	184
Idroelettrico in Italia	188
Energia davvero pulita?	190
Energia dal mare	192
<b>Capitolo 11 L'energia eolica</b>	195
Aerogeneratori	197
Energia cinetica, Velocità del vento, Curva di potenza,	
Fattore di capacità, Mappa eolica	199
Parchi eolici ( <i>wind farm</i> )	205
Parchi eolici <i>offshore</i>	206
Recenti sviluppi del settore eolico	207
<b>Capitolo 12 L'energia solare</b>	211
Pannelli solari termici	217
Pannelli solari fotovoltaici	219
Impianti fotovoltaici	221
Impatto degli impianti fotovoltaici	224
Recenti sviluppi del settore fotovoltaico	225

---

<b>Capitolo 13 Le bioenergie</b>	229
Biomasse ed energia	231
Processi termochimici	235
Processi biochimici	237
Biogas e biometano	239
<b>Capitolo 14 L'energia geotermica</b>	245
Produzione geotermoelettrica	249
Sistemi <i>Hot Dry Rocks</i> (HDR)	252
Recenti sviluppi del settore geotermico	254
Geotermia "a bassa entalpia" (Geoscambio)	256
<b>Capitolo 15 La cattura, l'utilizzo e lo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub></b>	267
Tecnologie di cattura	271
Stoccaggio geologico	274
Cattura, stoccaggio e utilizzo della CO <sub>2</sub> (CCUS)	279
<i>Elenco degli acronimi e delle abbreviazioni</i>	283
<i>Sistema Internazionale di unità di misura</i>	287
<i>Glossario</i>	293

## PREMESSA

Un'offerta energetica abbondante e, al contempo, disponibile a fasce sempre più larghe della popolazione mondiale è il fondamento delle moderne economie industriali. La capacità di sostenere e aumentare la richiesta globale di energia è oggetto di ansie crescenti, soprattutto per i non addetti ai lavori, ed è sempre più coniugata anche con possibili soluzioni ai problemi della “povertà energetica”, che affliggono non solo i Paesi meno sviluppati, e della protezione dell'ambiente. Non è qui necessario analizzare il fenomeno dei *Fridays for future*, tuttavia è sempre più evidente che occorre trovare una rapida via di uscita dallo strapotere tecnico e geopolitico che i combustibili fossili hanno accumulato negli ultimi due secoli.

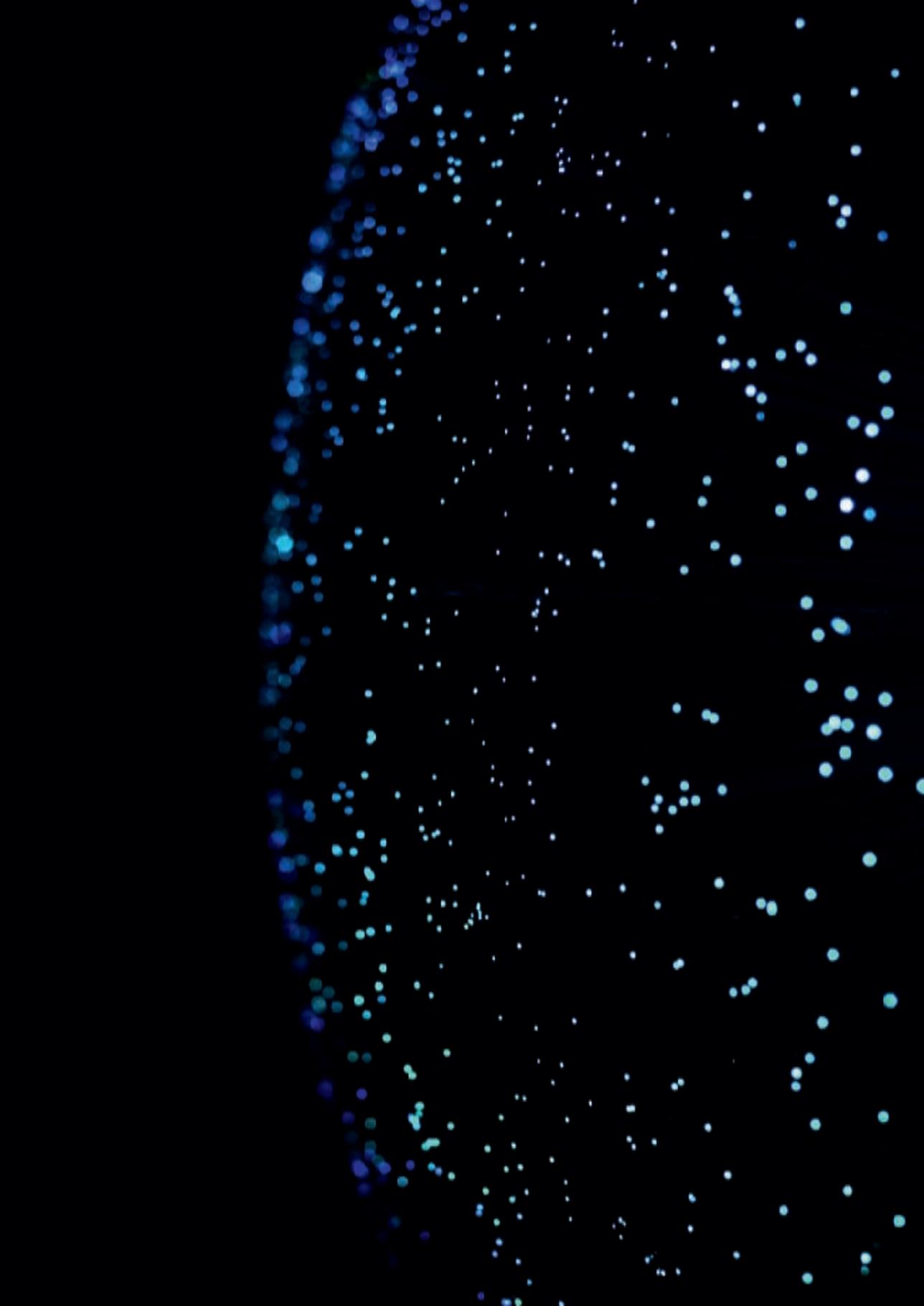
Nel dibattito attuale, la dimensione, i costi e le sfide tecniche poste dalle diverse fonti energetiche sono oggetto di discussione e di posizioni molto differenti, apparentemente inconciliabili e spesso molto confuse. Eppure, pochi dibattiti sono così rilevanti per il futuro dell'economia mondiale e delle dinamiche sociali dei prossimi decenni.

Il volume analizza le fonti e le tecnologie per la produzione di energia, inquadrando nel loro contesto tecnico, ingegneristico e di gestione dei sistemi energetici attuali. Il contenuto è di natura tecnica, ancorché non spinta fino alle particolarità ingegneristiche della progettazione dei sistemi qui analizzati, ed è pensato per chi vuole farsi un'idea più precisa delle dinamiche e delle problematiche del settore energetico attuale. Senza dubbio questo volume vede uno dei suoi obiettivi principali nei giovani, e ancor più in quelli che stanno completando la loro formazione nelle aule universitarie, affinché le strade su cui si muoveranno i futuri scenari energetici del pianeta possano essere percorse in modo efficiente, sostenibile ed equo.



**PARTE I**

# **ENERGIA E VETTORI ENERGETICI**



## CAPITOLO 1

### L'ENERGIA NEL MONDO DI OGGI

La ricerca di nuove fonti d'energia ha sempre caratterizzato la storia dell'uomo, dapprima per garantire la sopravvivenza della propria specie, e in seguito per migliorarne la qualità di vita. Le realizzazioni dell'uomo nella natura e nella storia sono state possibili solo perché all'elaborazione del pensiero si è accompagnato l'aumento del controllo della produzione, del trasporto e dell'utilizzo di flussi di energia molto maggiori a quelli strettamente necessari per soddisfare le proprie esigenze biologiche. Questo è un fatto fondamentale che contraddistingue il genere umano, e lo pone su un piano radicalmente diverso da quello di tutti gli altri esseri viventi nei confronti del suo rapporto con la natura. Pertanto, la storia dello sviluppo delle civiltà umane si può anche vedere come il racconto dello sviluppo del controllo di flussi energetici progressivamente crescenti, a causa del continuo miglioramento della qualità della vita, dell'intensificarsi dei rapporti sociali e della crescita demografica, particolarmente accentuatasi negli ultimi 150 anni.

Fino all'inizio del XIX secolo, l'energia meccanica era prodotta essenzialmente con il lavoro muscolare, fornito da schiavi e animali da soma, anche se già dall'antichità classica furono introdotte tecnologie per l'utilizzo dell'energia idraulica (ruote ad acqua) e, all'inizio del medioevo, dell'energia eolica (mulini a vento). Fino agli albori della prima rivoluzione industriale, l'energia termica era invece ricavata dalle biomasse (per la quasi totalità si trattava di legname sottratto alle foreste primarie), necessaria principalmente per gli usi metallurgici, oltre che per le necessità quotidiane legate al riscaldamento e alla cottura dei cibi.

Verso la metà del XIX secolo, nel pieno sviluppo della civiltà industriale, il crescente fabbisogno energetico fu fornito ricorrendo all'utilizzo massiccio del carbone. Sebbene questa fonte energetica fosse nota fin dal medioevo, il suo utilizzo rimase confinato nei paesi dove esso era più abbondante ed affiorava in superficie (specie in Gran Bretagna e Cina), e solo nella seconda metà del XVII secolo fu sviluppata un'industria mineraria dedicata alla sua produzione dalle profondità del sottosuolo. Sotto il profilo tecnologico, ciò costituì una grande conquista, poiché il calore ricavato dalla combustione del carbone poteva essere trasformato in energia meccanica attraverso la produzione di vapore. La prima applicazione industriale di questa nuova fonte energetica fu appunto la macchina a vapore, sviluppata da Thomas Savery (1698), perfezionata da Thomas Newcomen (1712) e resa più efficiente da James Watt (1768). Tale macchina sostituì i tradizionali cavalli quadrupedi con i più moderni "cavalli-vapore" e divenne presto di utilizzo globale.

Il progresso tecnologico fu ulteriormente accelerato dall'invenzione del motore elettrico, grazie alle geniali intuizioni di Joseph Henry (1831), e delle prime turbine a vapore e idrauliche. Negli anni Ottanta del XIX secolo l'energia del vapore fu utilizzata per generare elettricità nelle prime centrali termoelettriche. La produzione di elettricità consentì di distribuire energia su reti molto più ampie rispetto al carbone e al suo derivato "gas di città", oggi non più utilizzato.

Negli stessi anni furono sviluppate anche le centrali idroelettriche; la prima fu realizzata negli Stati Uniti presso le cascate del Niagara nel 1881. In Italia, la prima grande centrale fu costruita nel 1898 a Paderno d'Adda (Centrale Bertini), preceduta da un piccolo impianto a Tivoli (Centrale Acquoria, 1892) che trasmetteva corrente alternata fino alla stazione di Porta Pia per illuminare Roma. Il 28 giugno 1883 a Milano entrò in funzione anche la prima centrale termoelettrica costruita in Europa, e la seconda nel mondo (la prima era stata quella di Pearl Street a New York, nel 1882). La centrale era situata in centro a Milano, in via Santa Radegonda, a pochi metri da Piazza Duomo. Aveva quattro dinamo e una potenza installata di circa 350 kW, taglia notevole per l'epoca.

Gli idrocarburi liquidi e gassosi, il petrolio greggio e il gas naturale, furono scoperti in quantità compatibili con gli utilizzi industriali solo nel 1859. Nei successivi cinquanta anni, petrolio e gas furono però utilizzati quasi esclusivamente per la produzione di olio illuminante, e solo agli inizi del XX secolo, con la nascita della motorizzazione, si comprese appieno la potenzialità del greggio, e solo successivamente anche quella del gas naturale. Successivamente, negli anni

Sessanta, dopo quasi mezzo secolo di dominio incontrastato di petrolio e carbone, la crescente disponibilità di gas naturale offrì una valida alternativa, soprattutto per quanto riguarda gli impieghi domestici e di generazione elettrica (almeno in Italia), grazie anche al suo minore impatto ambientale.

Sempre all'inizio degli anni Settanta, alcuni Paesi hanno iniziato a sviluppare l'energia nucleare a scopi civili, per la produzione di elettricità. Il ricorso al nucleare, così come quello di altre fonti energetiche alternative e rinnovabili, si spiega anche con i forti incrementi del prezzo dell'energia provocati dalle prime "crisi petrolifere" verificatesi nel 1974, nel 1979 e nel 1990, durante la Prima Guerra del Golfo, fino all'impennata dei prezzi del primo decennio del XXI secolo.

È fuor di dubbio che la maggior parte delle attività umane siano decisamente intrusive e spesso anche distruttive per l'ambiente naturale. Se si aggiunge il fatto che tali attività si svolgono ormai da poco meno di una decina di millenni, con impatti sempre maggiori a causa del progresso della tecnologia, si comprende perché oggi esse stanno provocando modifiche ambientali tali da rendere sempre più probabili eventi pericolosi per la sopravvivenza della stessa specie umana.

Un numero crescente di studiosi, ma anche dei cittadini ormai globalizzati, teme che, senza azioni immediate e decisive, diventerà sempre più concreto il rischio che dalla contrapposizione tra uomo e natura possa nascere la prima vera sconfitta per tutta la specie umana. La strada da percorrere, per evitare gravi ripercussioni nella qualità di vita cui oggi gode gran parte dell'umanità, è di adoperarsi per capire cosa accade nella complessa interazione tra uomo e natura, in modo da assumere provvedimenti adeguati. Se, al contrario, si lasciassero procedere gli eventi senza studio e controllo, il timore di provocare gravi conseguenze per la nostra specie potrebbe diventare sempre più concreto.

## Uno sguardo globale

Nel 2018 il mondo ha consumato circa 4480 MTOE<sup>1</sup> di petrolio greggio, 3250 MTOE di gas naturale e 3770 MTOE di carbone (Fonte: *IEA Global Energy and CO<sub>2</sub> Status Report*, 2019). Greggio, carbone e gas naturale (combustibili fossili, non

---

<sup>1</sup> La TOE (tonnellata di olio equivalente, *ton of oil equivalent*) è un'unità di misura dell'energia molto utilizzata in campo internazionale, che vale circa 42 GJ. In Italia, si usa anche l'equivalente unità denominata TEP, tonnellata equivalente di petrolio.

rinnovabili), forniscono quindi l'80% del fabbisogno mondiale di energia, e il resto è assicurato dal nucleare e dalle fonti rinnovabili. La Figura 1 riporta i dati relativi al consumo di energia primaria nell'anno 2019, suddivisi per fonte, espressi in EJ (Exajoules) e nella relativa percentuale sul totale. La Tabella I riporta una breve serie storica di dati analoghi, ma espressi in milioni di TOE, mentre la Tabella II sintetizza i consumi annui e giornalieri di combustibili fossili nel mondo e in Italia.

A questo proposito, si ricorda che l'Italia consuma solo l'1,1% di questa enorme quantità di energia; a confronto, la Cina ne consuma il 24,3 %, gli USA il 16,2 % e la Germania il 2,3 % (Fonte: *BP Statistical Review of World Energy*, 2020).

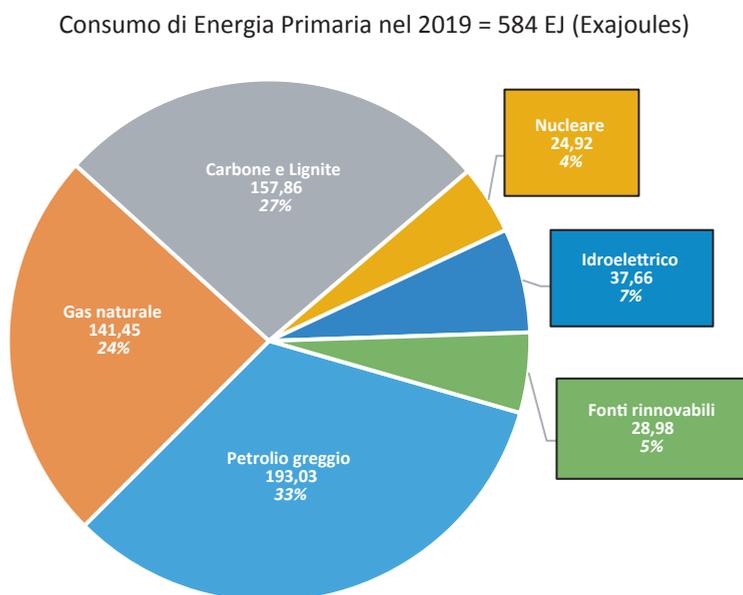


Fig. 1 – Fabbisogno di energia primaria nel mondo, suddivisa per fonte primaria, anno 2019. I dati sono espressi in EJ (Exajoules) e in percentuale (%). Rielaborato da BP Statistical Review 2020.

Nel 2019 il consumo energetico medio mondiale pro capite è stato pari al consumo medio di un cittadino dell'Europa occidentale negli anni Sessanta: rispetto a quella data, ogni cittadino del Nord America consuma 6 volte di più, mentre ogni europeo circa il triplo. Nonostante ciò, oltre un miliardo e mezzo di persone vive oggi senza elettricità. Pur continuando a non soddisfare quest'ultimo bisogno, entro il 2030 la domanda di energia è destinata a crescere del 40%. Le risposte

alla crescente domanda di energia possono essere diverse, ma ormai sono state tracciate due strade distinte, ma non contrapposte, che devono essere quindi percorse in parallelo. Da una parte, promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili per produrre energia elettrica, dall'altra, introdurre una nuova cultura dell'energia e dell'efficienza energetica: l'energia è un bene prezioso, che va utilizzato con cura e in modo razionale. Come sarà illustrato in seguito, il settore dei trasporti e della mobilità rimane tuttora un punto cruciale e irrisolto del rebus energetico attuale.

	2018 Milioni di TOE	2018 %	2000 %	1973 %
Petrolio greggio	4488	31	36	46
Carbone	3778	26	23	25
Gas naturale	3253	23	211	16
Nucleare	710	5	7	1
Idroelettrico	364	3	2	2
Biomasse e rifiuti	1418	10	10	10
Altre rinnovabili	289	2	1	<<1 (0,1)
<b>TOTALE</b>	<b>14301</b>			

*Tab. I – Fabbisogno totale di energia primaria nel mondo, suddivisa per fonti primarie. I dati sono espressi in milioni di tonnellate di olio equivalente. Rielaborato da dati IEA 2019.*

	Mondo Consumo annuo	Mondo Consumo giornaliero	Italia Consumo annuo	Italia Consumo giornaliero
Petrolio greggio	4,48 Gt 34,74 Gbbl	95,19 Mbbl/d > 1000 bbl/s	60 Mt	3,25 dm <sup>3</sup> /d pro capite 4,8 dm <sup>3</sup> /d (anno 2004)
Gas naturale	3990 Gm <sup>3</sup>	11 Gm <sup>3</sup> /d 126.000 m <sup>3</sup> /s	70 Gm <sup>3</sup>	3,2 m <sup>3</sup> /d pro capite 3,8 m <sup>3</sup> /d (anno 2004)
Carbone	8,13 Gt	258 t/s	12 Mt	0,55 kg/d pro capite 0,7 kg/d (anno 2004)

*Tab. II – Consumi annui e giornalieri di combustibili fossili nel mondo e in Italia. I volumi di gas sono misurati, come da consuetudine, in condizioni di pressione atmosferica e temperatura ambiente; i volumi di greggio sono invece espressi in barili (bbl); 1 bbl = 42 US gal = circa 159 litri. Rielaborato da dati BP Statistical Review 2020.*

## Energia, potenza e trasformazioni energetiche

Aristotele introdusse in ambito filosofico il termine “energia” per distinguere la δύναμις, la possibilità, la “potenza” propria della materia informe (non nel senso fisico attuale), dalla ἐνέργεια, la “capacità” di far assumere realtà concreta e materiale alle cose. Si tratta di un concetto molto simile a quello utilizzato dalla scienza odierna. L’energia è un concetto centrale della scienza, ma di difficile definizione. Un corpo o un sistema fisico possiede energia se è in grado di compere lavoro, ed è quindi la misura dell’abilità del corpo, o del sistema, di compiere questo lavoro. Come è noto, “Il lavoro è uguale al prodotto dello spostamento per la componente della forza lungo lo spostamento” (M. Alonso, E. Finn). Nel 1849 J.P. Joule dimostrò l’equivalenza tra lavoro e calore, e da lui prende il nome l’unità di misura dell’energia, del lavoro e del calore.

Il concetto di energia si può intuire dall’osservazione sperimentale che, quando si modifica la condizione di un corpo materiale (forma, posizione, stato fisico, composizione, *etc.*), allora si mette in gioco una quantità di “energia”, una sorta di proprietà intrinseca del sistema che il corpo può scambiare attraverso la produzione di lavoro. Quindi, non è semplice formulare una precisa definizione di energia: essa, infatti, non ha una concreta realtà materiale, ma è invece un concetto matematico astratto: è esperienza comune che non possa essere identificato un oggetto materiale che sia in sé energia “pura”. Un’osservazione fondamentale è il principio di conservazione dell’energia, ovvero il fatto che in un sistema isolato, l’energia totale rimane costante nel tempo.

Come scrisse Richard Feynman, *“It is important to realize that in physics today, we have no knowledge of what energy is. We do not have a picture that energy comes in little blobs of a definite amount. It is not that way. However, there are formulas for calculating some numerical quantity, and when we add it all together it gives “28”—always the same number. It is an abstract thing in that it does not tell us the mechanism or the reasons for the various formulas”*. (The Feynman Lecture on Physics, Vol. I, Cap. 4).

Se vogliamo, sempre parafrasando Feynman, l’energia è una sorta di principio matematico che dice che essa è una grandezza numerica, che non cambia qualsiasi cosa accada in natura.

L’unità di misura dell’energia nel Sistema Internazionale (SI) è il joule (simbolo J).

$$1 \text{ J} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s}^{-2}$$

La potenza, operativamente, esprime l'energia trasferita nell'unità di tempo, e può essere considerata come un flusso di energia rispetto al tempo. Il concetto di potenza è anche utilizzato per misurare l'energia prodotta o utilizzata da un sistema fisico, essendo per definizione il lavoro compiuto da una forza nell'unità di tempo. L'unità di misura dell'energia nel Sistema Internazionale (SI) è il watt (simbolo W), che indica il rapporto tra unità di energia (J) e unità di tempo (s).

$$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s}^{-3}$$

L'energia, pur mantenendo la sua essenza, si manifesta in “forme” diverse tra loro, identificate da uno specifico aggettivo. Energia cinetica, energia potenziale ed energia interna sono proprietà della materia strettamente associate alla sua costituzione e alla sua quantità. Energia termica (calore), energia meccanica (lavoro), energia elettromagnetica (irraggiamento), energia elettrica ed energia trasportata dalla materia sono termini usati per indicare l'energia trasferita tra i corpi quando interagiscono tra di loro. In queste interazioni, l'energia passa da un corpo all'altro, e il contenuto energetico di quelli che la ricevono aumenta e di quelli che la cedono diminuisce, mettendo in gioco una sorta di “energia di scambio”.

L'uso di diversi nomi per alcune forme di energia dipende da consuetudini storiche relative al processo conoscitivo che ha portato allo studio e alla comprensione di questi fenomeni. Schematicamente si riconoscono le seguenti forme di energia:

#### *Energia associata alla materia*

- Energia potenziale, che riguarda fenomeni in cui un corpo ne modifica altri, senza contatto diretto, creando nello spazio un'influenza detta “campo”. Il campo più noto è quello gravitazionale, ma esistono anche il campo elettrostatico e quello magnetico. Nei casi più semplici, l'energia potenziale gravitazionale è quella posseduta da masse in quiete e trattenute ad una certa quota; l'energia ottenibile (E) dipende dal valore dell'accelerazione di gravità (g) e dal dislivello (z) che è possibile far compiere a tale massa (m). Si ha quindi:  $E = mgz$ .
- Energia cinetica, che si manifesta nelle masse in movimento. Nei casi di più immediata applicazione, se la massa (m) è dotata di velocità (v), si ha la ben nota relazione:  $E = 1/2 mv^2$ .

- Energia interna, che è la somma dell'energia cinetica di oscillazione o movimento delle particelle microscopiche che costituiscono la materia, e dell'energia potenziale delle forze che le legano. L'energia chimica è una particolare forma di energia interna. Si tratta dell'energia contenuta, ad es., nei materiali combustibili solidi, liquidi o gassosi, nelle pile o negli accumulatori elettrici, ma anche l'energia nucleare posseduta dal nucleo degli atomi, funzione delle forze di legame che tengono uniti neutroni e protoni.

### *Energia di scambio*

- Energia meccanica (o lavoro), relativa all'azione reciproca tra corpi, in grado di alterarne lo stato di moto o di deformarli. L'energia meccanica è scambiata tra due corpi che si toccano, quando nella zona di contatto un corpo esercita una forza sull'altro ed entrambi si muovono o si deformano, modificandosi. Per definizione, l'energia meccanica è la somma di energia potenziale e cinetica attinenti allo stesso sistema.
- Energia termica (o calore), che è associata all'oscillazione o al movimento di atomi e molecole della materia, contenuta nei corpi a temperatura  $T > 0$  K; essa può essere considerata una forma particolare di energia cinetica. Essa è scambiata spontaneamente tra due corpi a contatto a temperatura diversa.
- Energia elettrica, che consiste nello spostamento complessivo e ordinato di particelle cariche, tipicamente elettroni, provocato dall'azione delle forze che esercitano i campi elettrici sulle particelle cariche; in effetti, si tratta di una "corrente elettrica". Per un'abitudine consolidata, nei calcoli ingegneristici l'energia elettrica si considera come se fosse un lavoro.
- Energia elettromagnetica (o irraggiamento), che è posseduta da masse con temperatura  $T > 0$  K che producono onde elettromagnetiche, a varie frequenze o lunghezze d'onda, capaci di propagarsi anche nel vuoto, come ad es. la luce solare trasmessa sulla Terra e sul resto del sistema solare.
- Energia trasportata dalla materia; se un corpo interagisce con l'esterno cedendo o ricevendo materia, essa trasporta con sé anche l'energia che contiene (ad es., un fiume che alimenta un lago ne aumenta il livello e quindi l'energia potenziale della massa d'acqua, il cibo fornisce l'energia necessaria per il sostentamento della vita biologica, i gas di combustione espulsi dall'ugello di un motore a getto di un aereo permettono il volo, *etc.*).

Si definisce trasformazione energetica il fenomeno con cui una quantità di energia in una data forma è convertita, tutta o in parte, in un'altra forma. Le trasformazioni energetiche obbediscono alle leggi della termodinamica e alla funzione di stato nota come entropia.

Quindi, l'energia può essere trasformata da una forma in un'altra, ma non può essere né creata, né distrutta. Non può esistere nessuna macchina che produca lavoro senza consumare energia: se esistesse, produrrebbe il cosiddetto moto perpetuo di prima specie. Inoltre, è impossibile realizzare una macchina il cui rendimento sia pari al 100%: l'energia dissipata dovrebbe essere nulla, ma ciò va contro il secondo principio della termodinamica.

Una "fonte energetica" può essere definita come Tutto ciò che è in grado di produrre energia. La principale fonte disponibile sulla Terra è il Sole. Il flusso ininterrotto di energia solare, oltre ad alimentare il processo biologico fondamentale, la fotosintesi, innesca il ciclo dell'acqua, genera i venti, permette la crescita degli organismi viventi, le biomasse, che nel corso del tempo geologico si possono trasformare in combustibili fossili, *etc.*

Quasi tutta l'energia disponibile sulla Terra deriva direttamente o indirettamente dal Sole: le onde elettromagnetiche che costituiscono l'irraggiamento solare provengono direttamente dal Sole, e sono generate dalle reazioni di fusione termonucleare che si producono nel nucleo solare. Analogamente, l'energia idraulica, eolica, del moto ondoso, o quella chimica dei combustibili fossili e delle biomasse (legna, scarti vegetali), *etc.* sono forme indirette dell'energia solare. L'energia delle maree deriva invece dall'interazione dei campi gravitazionali di Sole, Luna e Terra, mentre l'energia geotermica e quella nucleare traggono la loro origine dagli eventi cosmici che hanno portato alla nascita, al raffreddamento nonché alla storia geologica del nostro pianeta, e sono le sole che non derivano da trasformazioni dell'energia solare.

## **Fonti primarie e secondarie, energia finale, energia utile**

Esistono diversi modi per classificare l'energia e le fonti energetiche.

Le fonti primarie sono le forme di energia presenti in natura che non hanno subito trasformazioni di alcun tipo. L'energia primaria non è sempre immediatamente disponibile, ma deve essere quasi sempre trasformata prima di poter essere utilizzata. Sono fonti primarie sia le energie non rinnovabili (petrolio

greggio, gas naturale, carbone, materiali fissili), sia le energie rinnovabili (energia solare, eolica, idraulica, biomasse, geotermica e, non ultima, ...l'intelligenza umana, l'unico e potente strumento per promuovere l'utilizzo etico ed efficiente dell'energia). Ovviamente, qualunque massa provvista di una certa energia potenziale gravitazionale potrebbe essere vista come una fonte di energia primaria. Infatti, anche la Luna fornisce un contributo energetico, ancorché piccolo, ma non trascurabile, generando le maree. Convenzionalmente, però, la definizione di fonte primaria si utilizza solo per le fonti che rispondono a requisiti di "concentrabilità", "indirizzabilità", "frazionabilità", "continuità", "regolabilità", e quindi nell'attuale panorama tecnico l'energia legata alla massa si applica in pratica solo all'energia idraulica.

Le fonti secondarie derivano invece da una trasformazione energetica delle fonti primarie, e ciò implica immediatamente il dover associare un rendimento di tale conversione in una forma di energia diversa. Ad es., sono fonti secondarie i combustibili, come benzina, diesel, GPL, idrogeno, oppure l'energia elettrica, ottenuta dalla conversione di energia meccanica (nelle centrali idroelettriche o eoliche), chimica (nelle centrali termoelettriche), nucleare (nelle centrali nucleari), elettromagnetica (nelle centrali fotovoltaiche), *etc.*

La parte di energia che, al netto della trasformazione energetica, è consegnata all'utenza, è detta "energia finale". Inoltre, l'utilizzo dell'energia finale comporta anch'essa perdite di energia, legate al rendimento di trasformazione, e quindi la quantità di energia disponibile al sistema di interesse, detta "energia utile", è inferiore a quella finale (Fig. 2).

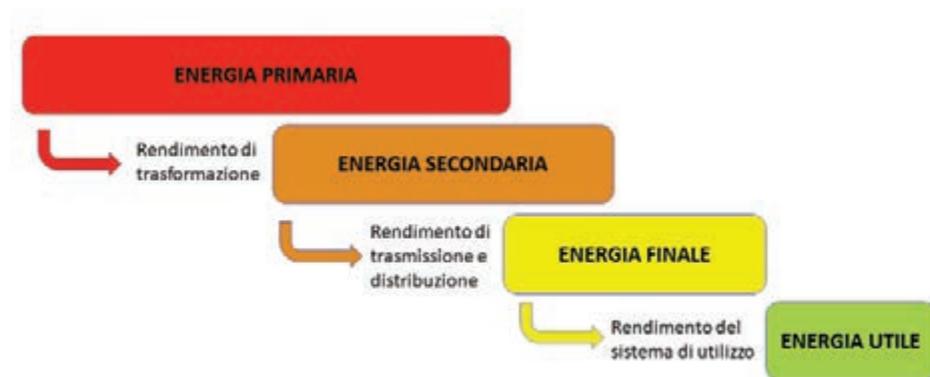


Fig. 2 – Energia primaria, energia secondaria, energia finale e energia utile.

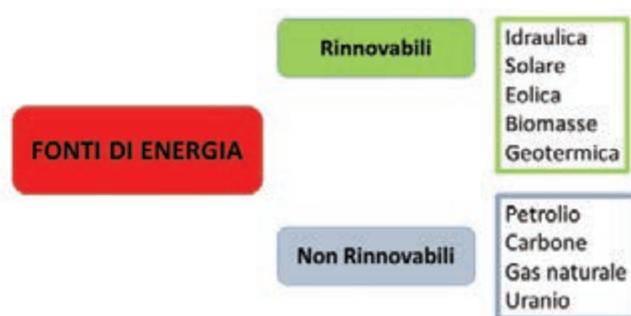


Fig. 3 – Fonti di energia rinnovabili e non rinnovabili.

## Fonti rinnovabili e non rinnovabili

Alcune fonti energetiche sono rinnovabili, e forniscono energia rigenerabile mediante trasformazioni chimiche (biomasse) o fisiche (energia idrica, solare, eolica, *etc.*). In particolare, sole, vento, acqua, maree, calore della Terra sono fonti “inesauribili”, almeno alla scala dei tempi umani, mentre le biomasse sono in grado di ricostituirsi in tempi dell’ordine di poche decine di anni, paragonabili a quelli della vita di un uomo (Fig. 3). Nel caso della legna, ad es., è possibile avere a disposizione combustibile solo a patto di consumarne solo una quantità limitata, la cui massa è dettata dalla disponibilità di acqua dolce e di superfici coltivabili, e impegnarsi quindi a riforestare periodicamente e ad applicare metodi agronomici mirati a non degradare i suoli.

Le fonti non rinnovabili, invece, hanno tempi di rigenerazione a scala geologica, nell’ordine dei milioni di anni. Le fonti non rinnovabili si sono formate nel corso del tempo geologico, come i combustibili fossili (petrolio, carbone, gas naturale), o durante le fasi di formazione del sistema solare e del pianeta Terra, come gli elementi fissili (uranio, *etc.*). La disponibilità di queste fonti energetiche, sebbene sia relativamente grande, è comunque oggettivamente limitata, e costituisce una sorta di “portafoglio energetico” della Terra. Secondo la IEA (*International Energy Agency*), nel 2018 solo il 14% dell’energia consumata nel mondo è stata prodotta da fonti rinnovabili: il resto deriva da fonti non rinnovabili, in maggioranza da combustibili fossili (81%) e il 5% da nucleare (IEA, *Key World Energy Statistics* 2018).

## Peculiarità energetiche dei combustibili fossili

I combustibili fossili sono oggi la principale fonte energetica, in virtù di alcune importanti caratteristiche tecniche e economiche che li contraddistinguono. Essi, infatti, sono:

- energeticamente compatti, ovvero hanno un alto contenuto di energia per unità di volume;
- facilmente producibili e trasformabili (raffinabili, nel caso del petrolio greggio);
- facilmente trasportabili, grazie anche alla fitta rete di trasporti sviluppata fino a oggi;
- facilmente immagazzinabili;
- facilmente disponibili quando servono, grazie alla capacità di essere immagazzinati;
- facilmente utilizzabili con macchinari abbastanza semplici;
- relativamente poco costosi, almeno rispetto alle altre fonti energetiche primarie.

In particolare, le ultime due caratteristiche hanno portato allo sviluppo di tecnologie basate sull'utilizzo dei combustibili fossili, insieme a strategie di progettazione e costruzione di macchinari e lo sviluppo di sistemi di supporto e infrastrutture, che ha reso il loro utilizzo sempre più diffuso. Ciò in parte ha fatto sì che lo sviluppo di sistemi e macchine che possano sfruttare fonti energetiche diverse (alternative, rinnovabili, *etc.*) sia stato lento e poco stimolante, almeno fino al recente passato. Per contro, i combustibili fossili hanno importanti ed evidenti svantaggi, poiché:

- Producono emissioni che si accumulano nelle matrici ambientali (acqua, aria e suolo), anche se questo problema si è notevolmente ridotto con l'utilizzo di impianti di raffinazione e macchinari di nuova generazione. L'impatto ambientale è rappresentato principalmente dalla dispersione in atmosfera di sostanze associate alla trasformazione e alla combustione (emissione di  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , *etc.*). Inoltre, alcuni combustibili fossili sono potenzialmente molto inquinanti in caso di dispersione incontrollata nell'ambiente, soprattutto in caso di eventi accidentali.
- La loro combustione libera  $\text{CO}_2$ , un gas non direttamente inquinante, ma oggi considerato come il maggior responsabile del riscaldamento globa-

le. La massa di CO<sub>2</sub> emessa dipende dal tipo di combustibile: a parità di energia prodotta, la combustione del carbone produce una quantità quasi doppia di CO<sub>2</sub> rispetto al gas naturale.

- Non sono risorse rinnovabili, poiché il processo di fossilizzazione della sostanza organica avviene in tempi a scala geologica, e la massa che si fossilizza oggi è trascurabile rispetto ai fabbisogni energetici attuali.
- Sono fonti di tensioni geopolitiche, in virtù della loro distribuzione geografica disomogenea a livello mondiale<sup>2</sup>, unita al fatto che la maggior parte delle riserve sono situate in Paesi che a volte manifestano forti turbolenze politiche, tensioni sociali e, non ultime, anche religiose.

## Rendimento ed efficienza energetica

Un concetto fondamentale per valutare la qualità (e quindi gli sprechi) di ogni attività umana è il rendimento, un indice che nella pratica esprime il rapporto fra quanto si ottiene da una trasformazione di energia (o di materiali), e il massimo che teoricamente si potrebbe ottenere. Il rendimento di una trasformazione energetica si esprime come rapporto tra l'energia utile (la differenza tra energia immessa e l'energia dissipata) e l'energia immessa (o energia fornita). Il rendimento è un numero adimensionale, ha valori compresi tra zero e uno (estremi esclusi), e di solito è espresso in percentuale (%).

$$\text{Rendimento} = \frac{E_{\text{immessa}} - E_{\text{dissipata}}}{E_{\text{immessa}}} = \frac{E_{\text{utile}}}{E_{\text{fornita}}}$$

Tutte le trasformazioni energetiche comportano una perdita di energia, ed è possibile stimare il rendimento di ogni trasformazione. Come è noto, il rendimento

<sup>2</sup> La distribuzione geografica disomogenea tra le riserve delle diverse aree geografiche è più che evidente. Dei 20 giacimenti di petrolio e gas più grandi del mondo, 15 sono in Medio Oriente (6 in Arabia Saudita, 4 in Iran, 3 in Iraq, 1 in Kuwait, 1 in Abu Dhabi), 2 in Russia, 1 in Sudamerica (Venezuela) e 2 in Nordamerica (1 in Alaska, 1 in Messico). Dei 20 giacimenti a gas più importanti, 12 sono in Paesi dell'ex Unione Sovietica, 7 nel Medio Oriente e solo 1 in Nord Africa (Algeria). Nel mondo sono stati scoperti solo 2 giacimenti megagiant, 40 supergiant e 330 giant (classificazione API, basata su dimensioni e riserve). Il giacimento più grande del mondo è il megagiant di Ghawar, in Arabia Saudita (83 miliardi di barili), seguito da Greater Burgan in Kuwait (70 miliardi di barili) e da Costanero Bolivar in Venezuela.

non può mai essere pari al 100%, a causa di perdite di energia per attrito, calore, *etc.* Una macchina con un rendimento maggiore di 1 darebbe luogo a un moto perpetuo, concetto non permesso dai principi della termodinamica. (Con il termine “moto perpetuo” si intende un regime di funzionamento di una macchina in cui si creerebbe energia in contraddizione con i principi della termodinamica<sup>3</sup>).

Quindi, la trasformazione di energia da una forma all'altra comporta sempre una perdita di energia: nella combustione si passa da energia chimica a termica, da energia termica a meccanica, da energia meccanica a elettrica, *etc.* Ad es., se una trasformazione energetica ha un rendimento pari al 60%, significa che ogni 100 unità di energia immesse nel processo di trasformazione, 60 unità sono state trasformate in forme di energia utilizzabili, mentre 40 unità sono state disperse sotto forma di energia non utilizzabile. Alcuni esempi banali:

Le vecchie lampade ad incandescenza, messe al bando da una normativa nazionale del 2007, hanno rendimenti molto bassi, pari a circa il 10%, poiché sono in grado di trasformare in fotoni (una particolare forma di energia elettromagnetica) solo il 10% dell'energia elettrica assorbita, cedendo il restante 90% all'ambiente sotto forma di calore inutilizzabile, e quindi sprecato.

In un'automobile, solo il 20% dell'energia chimica della benzina si trasforma in energia meccanica. Il restante 80% si trasforma in calore, a questo punto non più in grado di compiere lavoro, e quindi utilizzabile, che è disperso attraverso il radiatore, nei gas di scarico o nel riscaldamento dell'interno della vettura. In seguito, un'altra parte dell'energia meccanica si trasforma in calore a causa degli attriti sulla trasmissione meccanica o sui pneumatici, ed è dispersa (circa 5%). La quantità di energia totale presente all'inizio e alla fine del processo di trasformazione non varia, ma varia la forma in cui si presenta l'energia (da chimica a meccanica e calore) ed essa si “degrada” in forme di energia non più utilizzabili per compiere lavoro utile.

Nelle centrali termoelettriche, dove si bruciano combustibili fossili per produrre energia elettrica, che è più facilmente trasportabile e utilizzabile del calore o dell'energia meccanica, il rendimento medio è pari al 40%, ma anche molto meno nei vecchi impianti a carbone, e al 30% nelle centrali nucleari. Nel primo caso, ciò significa che ogni 100 unità di energia contenute nel combustibile, solo 40 si trasformano in energia elettrica, e le rimanenti 60 si trasformano in calore a

---

<sup>3</sup> Vi sono due generi di moto perpetuo, rispettivamente di prima e di seconda specie, a seconda che la loro realizzazione violi il primo e il secondo principio della termodinamica o solamente il secondo.

bassa temperatura, che è disperso nell'ambiente (aria o acqua). Solo nelle moderne centrali termoelettriche a gas naturale (impianti turbogas a ciclo combinato) le nuove tecnologie consentono di raggiungere rendimenti teorici maggiori, compresi tra il 54 e il 58%.

Di grande interesse è però il rendimento complessivo di una trasformazione di energia. Quando due o più trasformazioni energetiche sono realizzate in serie, una dopo l'altra, il rendimento complessivo dell'intera trasformazione è pari al prodotto dei singoli rendimenti.

$$\eta_T = \prod_i \eta_i = \prod_i \frac{L_{ui}}{L_{fi}}$$

Il rendimento totale  $\eta_T$  è dato dal prodotto degli  $i$ -esimi rendimenti delle  $i$ -esime trasformazioni.  $L_u$  = lavoro utile,  $L_f$  = lavoro fornito.

Esempio: se il rendimento di una centrale termoelettrica è del 40%, quello del trasformatore presso la centrale del 95% (0,95), quello della linea elettrica del 98% (0,98) quello del trasformatore presso l'utenza del 95% (0,95) e infine quello dell'elettrodomestico dell'80% (0,8), il rendimento complessivo è il prodotto dei singoli rendimenti, ovvero  $(0,4) \cdot (0,95) \cdot (0,98) \cdot (0,95) \cdot (0,8) = 0,283$  (28,3%).

Oggi sempre più spesso si parla anche di "Efficienza Energetica". La norma UNI CEI EN ISO 50001 (anno 2011), che codifica i requisiti minimi necessari ai sistemi per la gestione dell'energia, definisce l'efficienza energetica come il "rapporto o altra relazione quantitativa tra i risultati in termini di prestazioni, servizi, beni o energia, e l'immissione di energia". Incoraggiare l'efficienza energetica significa promuovere e adottare sistemi fisici e tecnologici capaci di ottenere il risultato voluto, in termini di prodotti e servizi, utilizzando meno energia rispetto a sistemi tradizionali. In chiave etica, ciò significa anche assumere un atteggiamento responsabile e informato nei confronti dell'utilizzo dell'energia, a tutti i livelli, personale, locale o globale.

In Italia, l'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile), e in particolare il Dipartimento Unità Efficienza Energetica, "svolge il ruolo di Agenzia Nazionale per l'Efficienza Energetica, ed intende essere il riferimento nazionale in tema di efficienza energetica nei confronti della pubblica amministrazione, dei cittadini, delle imprese e del territorio, rendendo disponibili metodologie e soluzioni innovative e attività di supporto tecnico-scientifico per l'uso efficiente dell'energia, la riduzione dei consumi energetici e l'ottimizzazione dei processi, con forte attenzione alla qualità e alla responsabilità sociale" ([www.fficienzaenergetica.enea.it/](http://www.fficienzaenergetica.enea.it/)).

## Sistema energetico

L'energia ha sempre rappresentato un oggetto di interesse prioritario degli stati nazionali, perché essa è considerata essenziale sotto il profilo economico, nonché strategica sotto il profilo politico. Per poter utilizzare energia in modo semplice, stabile e continuo, negli ultimi decenni del XIX secolo lo sviluppo tecnologico è riuscito a realizzare, anche se non ancora in tutto il mondo, “sistemi energetici” in grado di assicurare la disponibilità di energia necessaria alla vita e allo sviluppo economico. In questa logica, la definizione di sistema energetico denota il complesso dei processi di produzione, trasformazione, trasporto e distribuzione delle fonti di energia. I sistemi energetici sono tipicamente molto complessi, e per poter essere costruiti e gestiti richiedono specifiche competenze tecniche, ingegneristiche e gestionali. Tanto è semplice l'utilizzo dell'energia messa a disposizione ai singoli cittadini (ad es., premendo un pulsante si accende una luce, si riscalda la propria abitazione, si mette in moto la propria automobile, *etc.*), tanto è complesso produrre e trasportare quell'energia.

In Italia, l'ENEA pubblica l'*Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, che esamina “i fattori che caratterizzano il sistema energetico nazionale, per valutare le tendenze relative alle tre dimensioni della politica energetica: decarbonizzazione, sicurezza e costo dell'energia, definiti nel loro insieme “trilemma energetico”. Tale analisi è in linea con l'obbligo di svolgere attività di monitoraggio della transizione energetica, previsto dal 2017 per gli Stati membri dell'Unione Europea”. Le difficoltà e la complessità di gestione dei sistemi energetici dipendono da vari fattori.

### *Disponibilità interna di fonti primarie*

Ogni Paese è caratterizzato in modo diverso dalla presenza e diponibilità sul proprio territorio di fonti energetiche primarie, siano esse rinnovabili e non rinnovabili. Con i recenti sviluppi delle numerose possibilità offerte dalle tecnologie “rinnovabili”, molte nazioni stanno radicalmente cambiando i loro modi di produrre e consumare energia, insieme alle proprie politiche interne in campo energetico. Se un tempo la produzione di energia era fortemente legata alla disponibilità di fonti fossili, questo concetto oggi non è più un dato di fatto scontato. In generale, si è ancora distanti dal potersi svincolare da un giorno all'altro dal predominio dei fossili, ma certamente gli orizzonti temporali sono molto più brevi di quanto si potesse pensare solo all'inizio del terzo millennio.

*Distribuzione non omogenea delle fonti primarie fossili*

La produzione delle fonti primarie fossili è localizzata nel sottosuolo di pochi Paesi produttori, spesso distanti dai Paesi consumatori. È necessario quindi stabilire accordi e contratti tra Paesi produttori e consumatori, in modo da assicurare ai consumatori una fornitura stabile e duratura di energia, e ai produttori un'adeguata remunerazione. Va da sé che è anche necessario, ed è un'operazione né banale né gratuita, provvedere al trasporto fisico dei combustibili dai Paesi produttori a quelli consumatori.

*Trasformazione delle fonti primarie in energia finale e utile*

Come si è visto, le fonti di energia primaria non sono utilizzabili tal quali, ed è necessario trasformarle prima della consegna alle utenze finali (energia elettrica tramite combustione dei fossili o rinnovabili, benzina dalla raffinazione del greggio, *etc.*). Le fonti secondarie sono quelle più note, poiché di utilizzo quotidiano. I processi di trasformazione delle fonti primarie in secondarie e l'organizzazione della loro distribuzione al consumo sono complessi, e la loro corretta gestione richiede competenze tecniche adeguate.

*Salute, sicurezza e ambiente*

Il problema della “corretta gestione” dell'energia introduce un ulteriore fattore di complessità: la sicurezza per l'uomo e l'ambiente, che deve essere ovviamente salvaguardata nell'intero complesso di attività che ordinano un sistema energetico. La non corretta gestione delle fonti energetiche può causare danni gravi alla salute dell'uomo e dell'ambiente (ad es., inquinamento marino da petroliere incidentate, perdita di materiale radioattivo da centrali nucleari, *etc.*), e servono tecnologie che rendano sempre più sicure le operazioni nelle fasi di produzione, trasporto, trasformazione e distribuzione dell'energia agli utenti finali.

*Decarbonizzazione e costo dell'energia (transizione energetica)*

Si tratta della chiave di volta del futuro energetico mondiale. Il termine “transizione energetica” indica un possibile percorso “alternativo” per soddisfare i fabbisogni energetici, preferendo soluzioni caratterizzate da un ridotto impatto ambientale e da una maggiore sostenibilità, qualunque cosa significhi quest'ultimo termine. La transizione energetica rappresenta uno strumento prezioso per disegnare un futuro sostenibile dal punto di vista ambientale ma anche economico e sociale. Questo concetto si coniuga strettamente con quello di efficienza

energetica, di energie rinnovabili, di combustibili a basse emissioni di CO<sub>2</sub> (come il gas naturale), nonché di lotta contro la povertà energetica, ovvero l'accesso universale all'energia.

## **Bilancio Energetico Nazionale (BEN)**

I bilanci energetici sono strumenti fondamentali per analizzare i più svariati sistemi energetici, da quelli a piccola scala, come aziende o edifici civili, fino a territori vasti, come singole nazioni o addirittura il mondo. 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, solitamente 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 cosiddetto Bilancio Energetico Nazionale (BEN). Come tutti i bilanci, esso raccoglie informazioni su entrate e uscite, in termini di flussi di energia, nonché su produzioni, consumi e accumuli. Ovviamente vale il seguente vincolo di continuità:  $\text{Generazione} - \text{Consumo} + \text{Entrata} - \text{Uscita} = \text{Accumulo}$ .

Il BEN è il bilancio energetico più utilizzato, anche se si possono elaborare bilanci energetici a livello locale e regionale; esso consiste in una raccolta di informazioni su come è prodotta l'energia e su come è utilizzata nell'arco di un anno. A piccola scala, come nel caso di aziende o anche di singoli edifici civili, i bilanci energetici consentono di comprendere i profili stagionali di consumo o di produzione (illuminazione, riscaldamento, condizionamento, autoproduzione di elettricità, *etc.*).

Nel BEN italiano l'energia è espressa con un'unità di misura comune, di norma la tonnellata equivalente di petrolio, e ciò consente di confrontare i dati relativi alle differenti fonti. Tra le informazioni contenute nel BEN vi è la quantità disponibile di energia totale, suddivisa per fonti, a disposizione del Paese sia per essere consumata direttamente (ad es. l'energia elettrica importata o prodotta dalle centrali idroelettriche), sia per essere trasformata in prodotti derivati da inviare poi al consumo finale (ad es. il greggio, che va poi spedito alle raffinerie per essere trasformato in benzina, gasolio, combustibile per l'aviazione e altri prodotti), o, infine, per essere trasformata in energia elettrica (il carbone e il gas utilizzati dalle centrali termoelettriche).

L'energia disponibile da fonti primarie deriva sia dalle produzioni nazionali, sia dalle importazioni. Relativamente ai consumi del nostro paese, la produzione interna di energia elettrica comprende quella derivante da centrali idroelettriche, geotermiche, solari ed eoliche o da altre fonti rinnovabili, ma non quella da combustibili fossili. Ciò evita che parte della disponibilità di energia sia conteggiata due volte, la prima come combustibile fossile e la seconda come energia elettrica prodotta da quel combustibile fossile. L'energia esportata e la variazione delle "scorte" deve essere sottratta dalla somma della produzione nazionale e delle importazioni. In questo modo si ottiene la disponibilità primaria di energia, definita anche con i termini equivalenti di "consumo primario" o "consumo interno lordo".

A scala territoriale, un bilancio energetico riesce a descrivere le fonti primarie, le trasformazioni ed i consumi nei vari settori sociali ed economici. Ma naturalmente sono molto utili anche i bilanci a scala molto più ampia. I vari BEN degli Stati membri dell'Unione Europea, pubblicati annualmente da Eurostat, sono alla base di studi, piani e progetti di sviluppo comuni. In Italia il BEN è redatto ufficialmente ogni anno dal Ministero dello Sviluppo Economico, che mette a disposizione anche le serie storiche.

Confrontando i dati del consumo di energia con quelli della produzione industriale, ad es., è possibile capire se, nel corso degli anni, un Paese è riuscito a incrementare l'efficienza energetica. È poi possibile analizzare la provenienza delle fonti (importata o di produzione nazionale), quali sono più utilizzate (rinnovabili o non rinnovabili) e l'andamento dei consumi nazionali (in aumento o diminuzione). L'indicazione più utile è la dipendenza dalle importazioni di energia. In Italia, dove le risorse energetiche del sottosuolo sono limitate e il loro accesso è ulteriormente complicato da problemi politici e di accettabilità sociale, è necessario importare dall'estero più dell'80% dell'energia primaria. Lo sviluppo economico e della qualità di vita dipende dalla disponibilità più o meno abbondante di energia, ed è quindi necessario che i paesi fortemente dipendenti dall'estero mantengano relazioni stabili e costruttive con i paesi produttori di energia.

## **Sicurezza nazionale e questione energetica**

Condizione imprescindibile per il buon funzionamento delle nazioni industrializzate è la disponibilità di energia, sia per la produzione di beni, sia di servizi. Alcuni esempi: i livelli di benessere odierni non sarebbero possibili senza ener-

gia 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. Il ruolo centrale dell'energia elettrica è tipico anche delle attività produttive non industriali: si pensi ai sistemi informatici e di comunicazione, che gestiscono praticamente ogni attività umana, che sarebbero impossibili in assenza di elettricità. Il consumo energetico del settore ICT (*Information Communications Technologies*) necessita di enormi quantità di energia elettrica, nell'ordine di grandezza del 5-10% sul totale dell'energia elettrica prodotta, e alcuni studi indicano consumi dell'ordine di 1200 TWh/anno. Nell'anno 2016, in ogni singolo minuto sono stati caricati in rete più di 70 ore di dati video solo sul canale Youtube, con un costo di immagazzinamento dell'ordine di 20 Euro/anno ogni 10 GB. Mantenere in un server di memoria 10 TB di dati costa circa 20.000 U.S.\$/anno (dati U.S. DOE, *Dept. of Energy*).

L'importanza di poter disporre di energia non si limita solo all'elettricità: senza il petrolio e i suoi derivati tutta la mobilità sarebbe irrealizzabile (automobili, aerei, treni, navi), portando all'interruzione di ogni attività commerciale e all'indisponibilità di merci non prodotte localmente. In alcune aree, inoltre, l'impossibilità di accedere a consistenti quantità di energia renderebbe impossibile l'insediamento umano, come in zone fredde, desertiche o carenti di acqua potabile. Non da ultimo, si ricorda che, nel bene e nel male, la carenza di combustibili per la mobilità rappresenterebbe un forte limite alle attività operative di qualunque forza di sicurezza.

Forse bastano questi esempi per valutare l'ampiezza dei potenziali inconvenienti causati dall'indisponibilità di adeguati quantitativi di energia e di materie prime; si ricorda che oggi più dell'80% dell'energia è prodotta da fonti fossili, i cui giacimenti non sono equamente distribuiti tra i vari Paesi. Le conseguenze sono però anche funzione del dato geografico. In generale, se le fonti energetiche sono localizzate e prodotte all'interno dei confini nazionali di un paese, l'organizzazione e la gestione della loro produzione riflette sostanzialmente le linee di politica economica interna.

La questione cambia completamente quando una quota significativa di energia e/o materie prime sono importate. In questo caso, l'interruzione delle forniture internazionali può essere un problema critico che sfugge al controllo diretto delle autorità dello Stato importatore. La questione energetica è dunque un problema politico di sicurezza degli approvvigionamenti, tanto più cruciale per i Paesi importatori. Nel caso dei Paesi europei (UE), la situazione è particolarmente delicata.

Nonostante le speranze che si nutrivano già agli inizi del nuovo millennio, nei due decenni appena trascorsi nessuna fonte fossile ha perso il suo primato. Recentemente (2018), anche al IEA ha affermato che “*The world is locking itself into an insecure, inefficient and high-carbon energy system*”, confermando che i combustibili fossili, ma anche il nucleare, sono insuperabili sia come densità di energia (per unità di massa), sia come densità di potenza (per unità di territorio impiegato), sono disponibili solo quando è necessario e possono essere prodotti, comprati, accumulati e trasportati con relativa facilità.

Un’offerta energetica abbondante è il fondamento delle moderne economie industriali, ma la capacità di sostenere e aumentare l’offerta globale è oggetto di dubbi crescenti. Alcuni analisti prevedono (da una trentina d’anni, invero) un picco imminente nella produzione complessiva di idrocarburi, seguito da un rapido calo produttivo, che però non si è ancora verificato, mentre altri magnificano le virtù della produzione di idrocarburi non convenzionali e le prospettive di lungo periodo, caso che si è verificato solo negli Stati Uniti. D’altro canto, è evidente a tutti che occorre trovare una via di uscita dallo strapotere tecnico e geopolitico dei combustibili fossili. Nel dibattito attuale, la dimensione, i costi e le sfide tecniche delle diverse fonti energetiche sono oggetto di discussione e di posizioni molto diverse, apparentemente inconciliabili ma, soprattutto, spesso molto confuse.

Eppure, pochi dibattiti sono così rilevanti per il futuro dell’economia mondiale e delle dinamiche sociali dei prossimi decenni. A nostro avviso, occorre dare più spazio alle fonti rinnovabili, ma pagando tutti in nome di clima, sostenibilità e ambiente. Allo stesso tempo, sembra imprescindibile favorire la transizione energetica promuovendo l’utilizzo del gas naturale, che a parità di energia produce emissioni di CO<sub>2</sub> pari al 50% in meno rispetto al carbone (nella speranza di poter accelerare questa sostituzione energetica), e promuovere forme di mobilità che permettano di diminuire le quantità di greggio necessarie alla produzione dei combustibili tradizionali (benzine, diesel, olio combustibile, etc.).

### ***Green Deal europeo***

La situazione energetica particolarmente delicata dell’Unione Europea, a cui si è fatto riferimento al paragrafo precedente, ha portato la Commissione Europea a presentare a fine 2019 il *Green Deal*: una nuova strategia di crescita che, entro il 2050, desidera che l’UE si trasformi in una società a impatto climatico ridot-

to, giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva, che dovrà consentire la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e nel contempo garantire posti di lavoro e sostenibilità sociale. Attraverso questa strategia è stato deciso di attuare una transizione importante, che ha come obiettivi: 1) un'Europa climaticamente neutra entro il 2050; 2) una transizione energetica "giusta e inclusiva"; 3) la protezione della salute e del benessere dei cittadini dai rischi di natura ambientale e dalle relative conseguenze; 5) il sostegno alle imprese verso una *leadership* mondiale in campo tecnologico e ambientale; 6) un'economia più solidale e sostenibile.

L'impegno della Commissione Europea nell'affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente, che potrebbero causare ingenti danni all'uomo e alla vita sulla Terra, è l'impegno di questa strategia di crescita sostenibile, che rivede l'uso delle risorse, per proteggere, conservare e migliorare il proprio capitale naturale e a difendere la salute e il benessere dei cittadini. Il *Green Deal* europeo considera l'accordo di Parigi (2015) come strumento fondamentale per la gestione dei cambiamenti climatici.

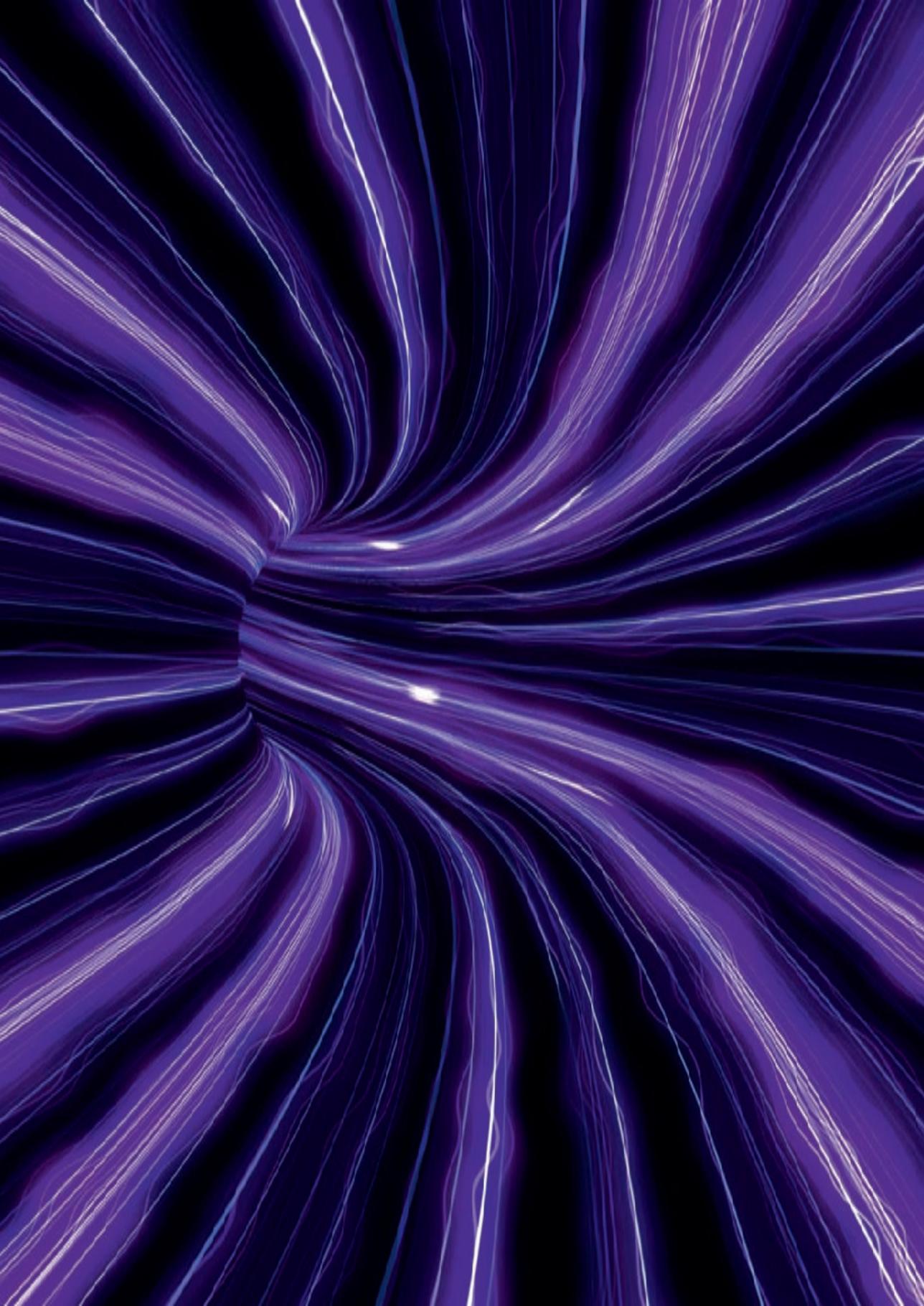
Per conseguire gli obiettivi previsti da questa strategia è necessario il coinvolgimento di tutto il comparto economico e industriale, con azioni che prevedono: 1) investimenti in tecnologie rispettose dell'ambiente; 2) il sostegno dell'industria nell'innovazione; 3) il ricorso a forme di trasporto privato e pubblico più pulite e più economiche; 4) la decarbonizzazione del settore energetico; 5) una maggior efficienza energetica degli edifici; 6) la collaborazione internazionale per migliorare le prestazioni ambientali globali.

"L'UE fornirà inoltre sostegno finanziario e assistenza tecnica per aiutare i soggetti più colpiti dal passaggio all'economia verde". Si tratta del cosiddetto meccanismo per una transizione "giusta" per "non lasciare indietro nessuno", che contribuirà a mobilitare ingenti risorse economiche per il periodo 2021-2027 nelle regioni più colpite in termini economici e sociali.

Affinchè le politiche dell'UE siano accettate, e possano quindi dare luogo agli effetti sperati, è fondamentale che i cittadini siano attivi e abbiano fiducia nella transizione. È necessario un nuovo patto che riunisca i cittadini, la società civile, l'industria con le autorità nazionali, in sinergia con le istituzioni dell'UE. Per raggiungere lo scopo di un'economia e società maggiormente sostenibile l'UE può far leva su i suoi punti di forza in quanto leader mondiale riguardo le misure del clima e dell'ambiente, la protezione dei consumatori e i diritti dei lavoratori.

La tabella di marcia del *Green Deal* è molto ricca e impegnativa. Essa ha già visto il lancio di importanti patti, piani e strategie quali ad es.: 1) Patto europeo per il clima; 2) Strategia europea per le energie rinnovabili *offshore*; 3) Strategie sul metano e strategie in materia di sostanze chimiche per la sostenibilità; 4) Piano per la ristrutturazione degli edifici a favore della neutralità climatica e della ripresa; 5) Strategie per l'integrazione dei sistemi energetici e per l'idrogeno; 6) Strategia sulla biodiversità per il 2030; 7) Piano di azione per l'economia circolare; 8) Piano degli investimenti e del meccanismo per una transizione giusta.

È chiaro che il cambiamento climatico e il degrado ambientale sono problemi globali e che conseguentemente dovranno essere ricercate soluzioni a livello mondiale. In questo senso, l'UE si impegna, attraverso il *Green Deal*, nell'indicare la via da seguire attraverso sia alleanze e scambi di cooperazione allo sviluppo, sia azioni per il clima e l'ambiente; e sia norme regolatorie compatibili con una crescita sostenibile lungo l'intera catena globale di valore.



## CAPITOLO 2

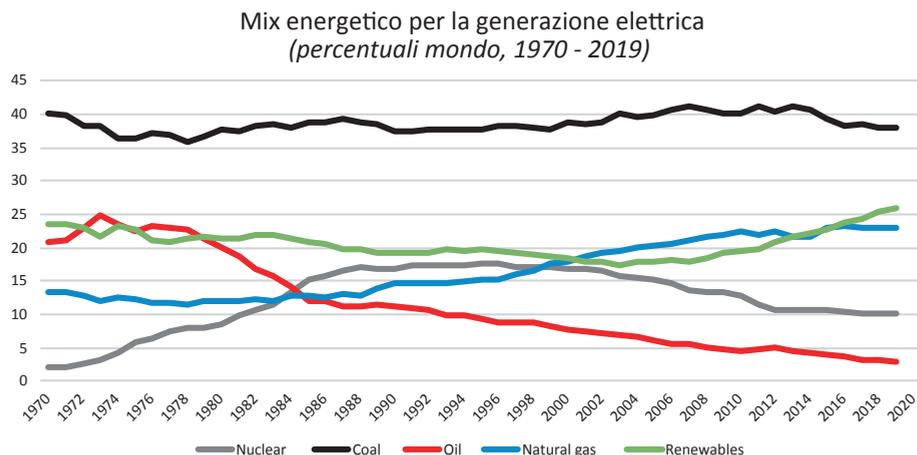
### L'ENERGIA ELETTRICA E LE RETI DEL FUTURO

Per soddisfare le necessità energetiche e di qualità della vita della società attuale, è necessario veicolare l'energia da un luogo ad un altro. È quindi necessario mettere a punto uno o più “vettori energetici”, ovvero dei sistemi e dei materiali che consentano di soddisfare questa esigenza. Un vettore energetico è quindi solo un mezzo per trasferire l'energia da una forma a un'altra, e non una fonte di energia (ad es., elettricità, idrogeno, carburanti, etc.). Si ricorda infatti che una fonte primaria di energia è una forma di energia presente in natura che non ha subito trasformazioni, ovvero non è stata convertita in altre forme di energia che ne permettano l'utilizzo.

L'energia elettrica è stata la scoperta che più ha contribuito alla diffusione di tecnologie che affrancano l'uomo dal lavoro manuale, e che oggi permettono, sia pure in un contesto socio-politico complesso, livelli di benessere impensabili solo 50 anni fa. L'energia elettrica è un vettore energetico molto versatile, e che sicuramente vedrà una sempre maggior diffusione in prospettiva futura, anche in aree geografiche oggi meno elettrificate di altre; infatti, essa può essere prodotta, trasformata e trasportata in maniera relativamente semplice, e può essere utilizzata per creare movimento, illuminazione o calore.

L'energia elettrica si può produrre da una varietà di fonti di energia primaria. Oggi si hanno a disposizione le seguenti fonti primarie (l'elenco che segue non è in ordine di importanza): 1) combustibili fossili (carbone, gas naturale, residui della raffinazione del greggio); 2) combustibili rinnovabili (biogas, biomasse, rifiuti solidi urbani); 3) combustibili nucleari; 4) solare fotovoltaico; 5) energia eolica; 6) energia idraulica (comprese maree, onde e correnti marine); 7) energia geotermica.

Ogni Paese o regione, a seconda della disponibilità locale, o delle scelte di politica energetica, è caratterizzata da un cosiddetto “Mix energetico” (*Fuel Mix*), ovvero da una particolare distribuzione percentuale delle varie fonti primarie utilizzate per la generazione elettrica. La Figura 1 riporta i dati relativi al mix energetico stimato a livello mondiale. Si ricorda che i fabbisogni elettrici mondiali sono più che quadruplicati negli ultimi 40 anni.



*Fig. 1. Mix energetico mondiale utilizzato per la generazione elettrica, anni 1970-2019, in percentuale. Rielaborato da dati IEA.*

Nell’Unione Europea, le imprese di vendita sono tenute a dare informazioni ai propri clienti finali in merito alla composizione del mix energetico per la produzione di energia elettrica fornita e al relativo impatto ambientale. In Italia, il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) stabilisce le procedure per la determinazione del Mix energetico nazionale, che quantifica l’energia elettrica derivante da fonti convenzionali e da fonti rinnovabili, annualmente immessa in rete. Infatti, soprattutto negli ultimi 20 anni, la quantità e le fonti primarie con cui si produce energia elettrica sono cambiate, soprattutto nell’Unione Europea, dove la società, e quindi la politica, ha promosso la valorizzazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), che oggi forniscono una quota considerevole dell’elettricità distribuita agli utenti. La Figura 2 riporta i dati relativi al mix energetico dei 28 Paesi dell’Unione Europa (anno 2019), la Figura 3 il mix energetico dell’Italia (anno 2018), mentre la Figura 4 riporta la serie storica dei relativi al mix energetico dell’Italia nel periodo 2012-2018.

Mix energetico Europa 2019  
percentuali per fonte

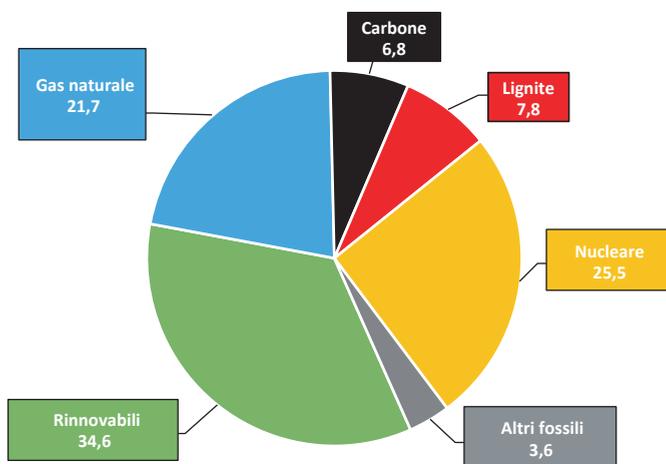


Fig. 2. Mix energetico europeo, anno 2019. Rielaborato da dati Agora Energiewende and Sandbag (2020).

Mix energetico Italia 2018 (TWh e percentuali)

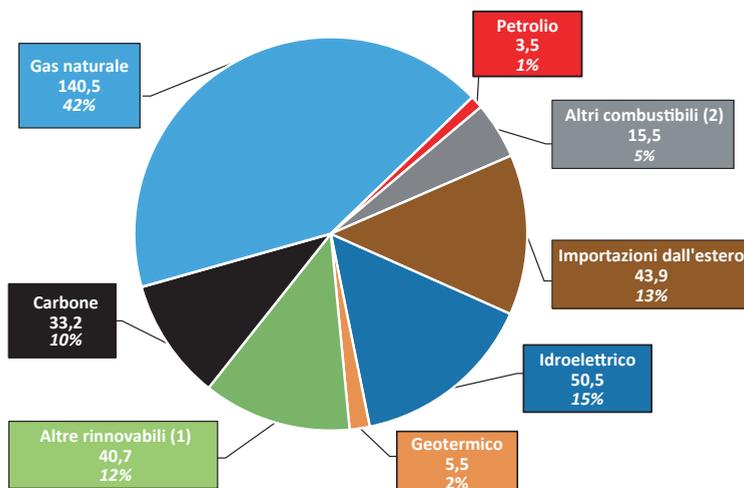


Fig. 3. Mix energetico italiano, anno 2018.

(1) Altre rinnovabili = Energia elettrica dal settore eolico, solare, rifiuti urbani, biomasse, altre rinnovabili. (2) Altri combustibili = Energia elettrica da gas dell'industria siderurgica (cokerie, altoforni, etc.), da calore di recupero o da espansione di gas naturale in pressione. Rielaborato da dati: MISE-DGSAIE, TERNA; GSE.

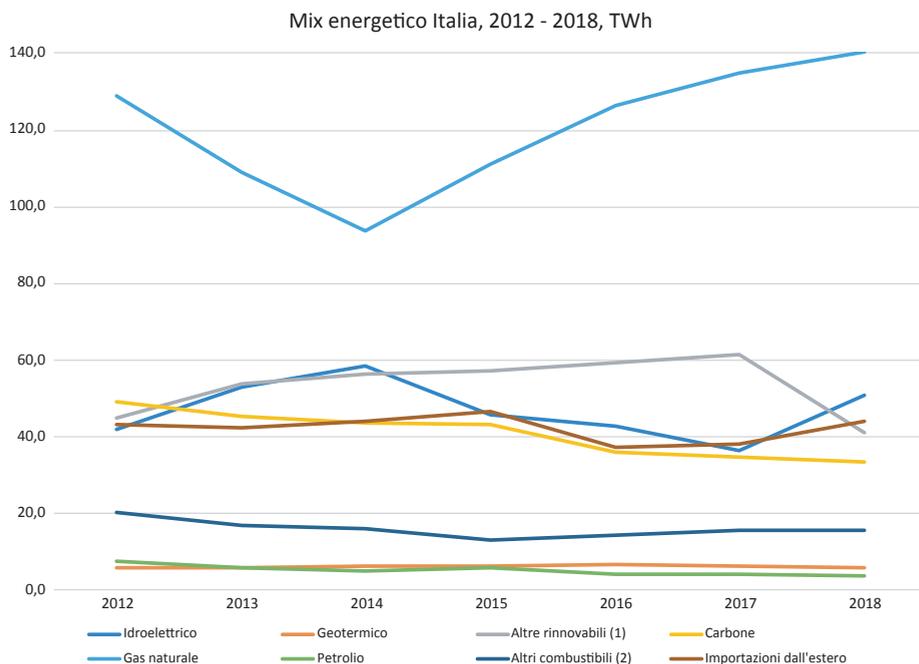


Fig. 4. Mix energetico italiano, dati in TWh/anno, serie storica anni 2012-2018.

(1) = Energia elettrica dal settore eolico, solare, rifiuti urbani, biomasse, altre rinnovabili. (2) = Energia elettrica da gas dell'industria siderurgica (cokerie, altoforni, etc.), da calore di recupero o da espansione di gas naturale in pressione. Rielaborato da dati: MISE-DGSAIE, TERNA; GSE.

In Italia, la produzione di energia elettrica è realizzata sia attraverso fonti fossili (primariamente gas naturale), sia con fonti di energia rinnovabile (idroelettrico, eolico, solare, geotermico, biomasse). Purtroppo, l'Italia non è in grado di generare tutta l'energia elettrica necessaria al Paese, e il restante fabbisogno è coperto da importazione dall'estero. La Tabella I riporta i fabbisogni elettrici italiani dal 2000 al 2019, insieme alla quota netta di energia elettrica importata.

Il mercato elettrico italiano, progressivamente liberalizzato a partire dal 1999 (vedi oltre), è composto da quattro segmenti distinti: 1) produzione; 2) trasmissione; 3) distribuzione; 4) commercializzazione. Relativamente ai punti 1 e 2, si ricorda che la produzione di energia elettrica è realizzata sfruttando fonti fossili oppure fonti rinnovabili, in un regime di libero mercato, mentre la trasmissione (in Italia gestita da Terna S.p.A.) è l'attività di gestione, mantenimento e sviluppo

Anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Fabbisogno (TWh)	298	305	311	321	325	330	337	340	339	320
Importazione (TWh)	44,3	48,3	50,5	50,9	45,6	49,1	44,9	46,3	40,0	44,9

Anno	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fabbisogno (TWh)	330	335	328	318	310	317	314	320	321	319
Importazione (TWh)	44,1	45,7	43,1	42,1	43,7	46,4	37,0	37,8	43,9	43,9

Tab. 1. Fabbisogni elettrici italiani e importazioni nette di energia elettrica (TWh), anni 2000-2019.

Fonte: dati storici TERNA (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/publicazioni-statistiche>).

della rete elettrica nazionale ad alta tensione. Terna si occupa anche del dispacciamento, attività che consiste nella gestione in tempo reale dei flussi elettrici sulla rete di trasporto nazionale. Relativamente ai punti 3 e 4, in Italia esistono varie società che si occupano di distribuire l'energia elettrica gestendo le reti elettriche locali, e di commercializzarla presso gli utenti finali.

Il sistema elettrico tradizionale, detto anche “integrato verticalmente” (Fig. 5), è composto da un numero limitato di grandi centrali elettriche di produzione (o generazione), solitamente di grande taglia (produzione centralizzata), collegate a una rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il suo trasporto fino alle utenze finali.

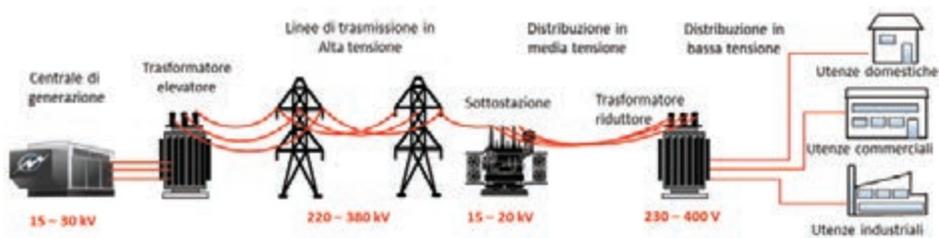


Fig. 5. Sistema elettrico “integrato verticalmente”, costituito da centrali convenzionali di rilevante potenza (decine o centinaia di MW), che producono energia elettrica a media tensione, poi trasmessa in alta tensione su lunghe distanze e distribuita localmente agli utenti a bassa tensione.

## Centrali termoelettriche a vapore

La produzione di energia elettrica, compresa quella da fonte nucleare, è basata principalmente sull'utilizzo di vapor d'acqua in pressione. In un generatore di vapore (caldaia) si riscalda acqua fino a temperature dell'ordine di 500-700°C generando, appunto, vapore pressurizzato. Il vapore è poi fatto espandere in una turbomacchina (turbina a vapore) accoppiata ad un generatore elettrico (alternatore). Una turbina a vapore è una macchina rotante che utilizza l'energia cinetica sprigionata dall'espansione del vapore in pressione, generando energia meccanica (rotazione dell'albero della turbina). L'alternatore è una macchina che, collegata rigidamente in asse con la turbina, trasforma l'energia meccanica della turbina in energia elettrica. Il ciclo termodinamico si chiude con un condensatore, nel quale il vapore a bassa pressione in uscita dalla turbina è riportato in fase liquida, raffreddandolo, di solito mediante acqua prelevata da un corso d'acqua o dal mare, e da una pompa, che riporta l'acqua in caldaia (Fig. 6). Il rendimento di una centrale termoelettrica tradizionale con ciclo a vapore è dell'ordine di 30-35%, e la taglia dell'impianto è di norma piuttosto grande, anche superiore a 500 MW<sub>e</sub> installati.

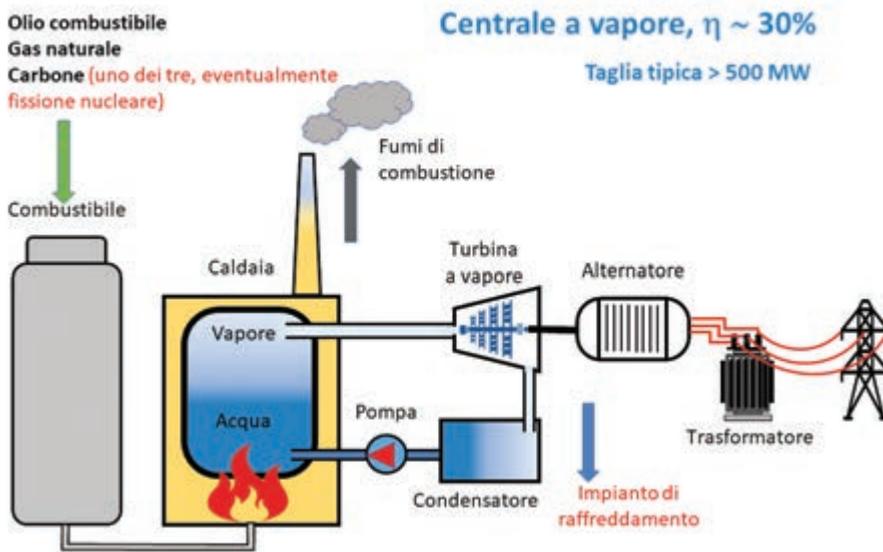


Fig. 6. Centrale termoelettrica a vapore.

## Centrali turbogas

La produzione di energia elettrica è realizzata mediante un motore a combustione interna turboespansore, normalmente alimentato a gas naturale. Esistono però anche configurazioni progettate per l'utilizzo con combustibili liquidi, ad es., gasolio. Il principio di funzionamento del turboespansore (turbina a gas, se alimentato da gas naturale) è analogo a quello dei motori a reazione di un aereo. Un compressore inietta aria nella camera di combustione; qui si unisce al gas naturale e ha luogo la combustione, che genera energia termica ad elevata temperatura (1000-1200°C), poi convertita in energia meccanica dalla turbina. Il moto della turbina è quindi utilizzato per generare energia elettrica tramite un alternatore, come nel caso precedente. I gas combusti alimentano direttamente la turbina, che per questo è detta "a gas", e sono poi inviati al camino e dispersi nell'atmosfera (Fig. 7). In questo tipo di impianti non c'è né caldaia, né generazione di vapore. Il rendimento degli impianti attuali è di poco meno del 40%, mentre in passato era più prossimo al 30-35%. La taglia dei gruppi turbogas è variabile, dai pochi MWe fino anche a diverse centinaia di MW<sub>e</sub>. Ove possibile, si cerca di recuperare il calore allo scarico del gruppo turbogas (fino a 1500°C

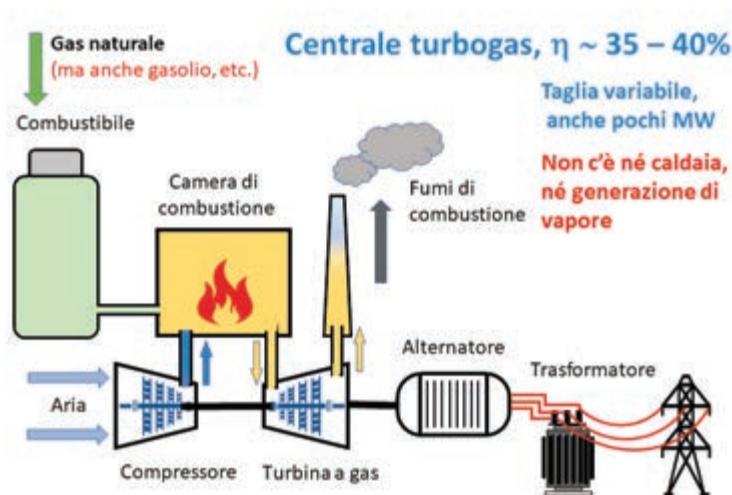


Fig. 7. Centrale termoelettrica turbogas.

per le turbine a gas dell'ultima generazione), nel caso più semplice per la produzione di acqua calda (cogenerazione). Gli impianti turbogas sono tradizionalmente utilizzati per far fronte ai picchi giornalieri di domanda di energia elettrica, grazie alla loro caratteristica di poter essere avviati in tempi relativamente brevi.

## Centrali a ciclo combinato

In un impianto a ciclo combinato si sfrutta il calore ad alta temperatura prodotto del gruppo turbogas per generare vapore, che poi viene utilizzato in un gruppo termoelettrico a vapore tradizionale (Fig. 8). Di norma, la potenza del gruppo a vapore è pari al 50% della potenza del gruppo turbogas. Questi impianti sono utilizzati sia per sola generazione di energia elettrica, sia per produzione combinata di elettricità e calore. In Italia, a partire dalla fine degli anni Ottanta, gli impianti a ciclo combinato a gas naturale hanno soppiantato i gruppi termoelettrici a vapore tradizionale. In quest'ottica, numerose centrali termoelettriche tradizionali sono state riconvertite a centrali a gas a ciclo combinato (“*repowering*”), e ciò ha permesso di aumentare il loro rendimento del 15-20% rispetto a quello del solo ciclo a vapore, arrivando a un rendimento teorico anche maggiore del 55%.

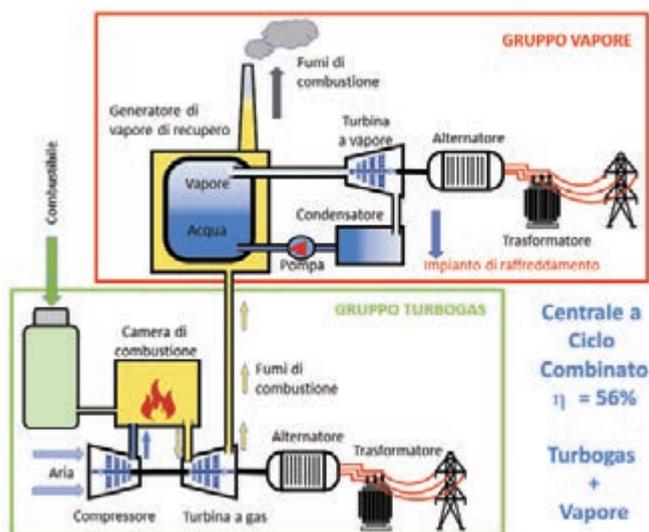


Fig. 8. Centrale termoelettrica a ciclo combinato.

## **Centrali lente, centrali veloci e centrali non controllabili**

Quando si collega alla rete di distribuzione elettrica un nuovo carico, esso è alimentato istantaneamente, senza che alcuna centrale abbia avuto il tempo di mettere in rete il corrispondente aumento di generazione. Il nuovo carico preleva immediatamente l'energia richiesta a spese dell'energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti, con conseguente diminuzione della loro velocità di rotazione e quindi della frequenza di rete. Per evitare che la frequenza diminuisca sotto un certo valore di ammissibilità, bisogna provvedere rapidamente a riportare in pareggio il bilancio energetico, aumentando l'energia generata di quanto basta ad alimentare il nuovo carico e a ristabilire la velocità di sincronismo delle masse rotanti. Da quest'esigenza deriva un'importante suddivisione fra vari tipi di centrale, legata alla capacità di variare rapidamente la produzione:

- Centrali veloci, caratterizzate da tempi di variazione dell'ordine di minuti fra l'istante in cui si comanda la variazione dell'energia in ingresso all'impianto e l'istante in cui varia l'energia elettrica prodotta (centrali idroelettriche, centrali a gas naturale/turbogas).
- Centrali lente, caratterizzate da tempi di variazione dell'ordine delle decine di minuti, principalmente dovuti all'inerzia termica dei processi di combustione (centrali termoelettriche, anche a ciclo combinato, a gas naturale, olio combustibile, carbone o centrali nucleari).
- Centrali non controllabili: non è possibile controllare l'energia primaria, a causa dell'aleatorietà delle fonti. Questo è il caso tipico delle centrali fotovoltaiche ed eoliche, caratterizzate da una produzione intermittente e non programmabile.

## **Fonti energetiche rinnovabili diffuse e non programmabili**

La produzione da fonti energetiche rinnovabili diffuse (FER), e in particolare l'eolico e il solare, sono le protagoniste dell'attuale mercato dell'energia. L'aggettivo "diffuse" indica che i siti di produzione sono in numero elevato (rispetto alle centrali tradizionali) e ampiamente distribuiti ("diffusi") a livello geografico. Ciò ha contribuito ad alimentare la percezione dei non addetti ai lavori che la produzione elettrica da FER diffuse sia *l'unica* soluzione razionale e *pulita* per soddisfare *per intero* il fabbisogno energetico del futuro. Sarà vero? Come è noto, la produzione di energia da fonti eoliche e

solari, le FER diffuse oggi più sviluppate, tecnicamente permette da una parte di convertire l'energia cinetica del vento in energia meccanica e quindi in energia elettrica, e dall'altra di convertire direttamente la radiazione elettromagnetica solare in elettricità. È indubbio che la produzione elettrica da FER diffuse sarà la protagonista della produzione di energia nei prossimi anni. Tuttavia, non va dimenticato un insieme di problemi tecnologici oggi ancora irrisolti, che prospettano un periodo di transizione lungo ed incerto prima di poter arrivare agli obiettivi ambiziosi che si è posta l'Unione Europea, come, ad es., arrivare al 2050 con una riduzione delle emissioni di gas serra pari all'80-95% rispetto ai livelli del 1990.

Le FER diffuse forniscono una produzione elettrica discontinua, vista l'aleatorietà dell'intensità del vento e dell'irraggiamento solare, tecnicamente si definiscono "non-programmabili", ovvero:

- 1) forniscono energia in modo discontinuo;
- 2) non è possibile prevedere quanta energia forniranno in un certo orario futuro, anche solo del giorno dopo.

È ovvio che i pannelli solari di notte non producono energia, e che le previsioni meteo, ad oggi, non permettono di conoscere con precisione quando e con quale velocità soffierà il vento in un'area specifica. La continuità della fornitura di energia elettrica è un requisito essenziale, e sembra improbabile che si possa rinunciare a questa caratteristica, che sarebbe comunque anche tecnicamente non gestibile. La continuità della produzione elettrica è oggi il limite principale delle FER diffuse, e le rende in generale più onerose delle fonti fossili, almeno fino a quando non si svilupperanno sistemi di accumulo adeguati e sostenibili (vedi oltre).

Oggi i gestori delle reti di distribuzione elettrica fanno fronte ai problemi di continuità con riserve di produzione (centrali idroelettriche, eventualmente con pompaggio, o termoelettriche, la cosiddetta "riserva calda"), che entrano in funzione per supplire al deficit di produzione da fonti rinnovabili, bilanciando il sistema. È evidente però che il sistema tecnologico delle riserve di produzione è costoso (per ogni gruppo di impianti solari o eolici è necessario un "gemello" idroelettrico o termoelettrico che possa subentrare in caso di indisponibilità di sole o di vento), e spesso comporta sprechi di energia: infatti, un impianto non può entrare in produzione all'istante, ma deve agire in regimi particolari di stand-by, che ne compromettono l'efficienza energetica. In alcuni casi, essa può scendere anche fino al 45% nei moderni impianti progettati per avere un rendimento del 54%, come, ad es., i gruppi turbogas a ciclo combinato. Inoltre, a causa dei lunghi tempi di accensione e spegnimento degli impianti termoelettrici e dei costi relativi a tali operazioni, è necessario far funzionare gli impianti an-

che quando “non conviene”, cioè in quegli orari in cui il prezzo dell'energia elettrica sul mercato è minore al suo costo di produzione.

È possibile che in prospettiva il problema possa essere mitigato da sistemi di accumulo, che devono essere praticamente “istantanei”. Terna S.p.A. definisce “buco di tensione” la diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione all'utenza ad un valore inferiore al 90% della tensione nominale per un periodo di tempo superiore a 10 ms ed inferiore o uguale a 60 s (vedi il prossimo paragrafo). Ad oggi, l'efficienza dei sistemi di accumulo è limitata e il loro costo è molto elevato, e quindi il loro utilizzo è circoscritto essenzialmente alla stabilizzazione della potenza elettrica immessa in rete.

In questo quadro, nei prossimi anni le fonti rinnovabili e le fonti fossili, in particolare il gas naturale (“fonte ponte”), avranno entrambe, e allo stesso tempo, un ruolo importante nella produzione di energia. È però interessante capire, approfondire ed interpretare i ruoli reciproci che potranno svilupparsi tra la produzione elettrica da rinnovabili e da fossili, e il ruolo che potranno assumere i rispettivi produttori, ciascuno con le importanti competenze tecniche e le capacità finanziarie che li contraddistinguono. Le problematiche sopra accennate, relative alla stabilizzazione della produzione elettrica, dimostrano che lo scenario futuro è uno scenario di sinergie e non di concorrenza. Il progressivo disimpegno dall'utilizzo delle fonti fossili potrà essere facilitato dalle capacità tecnologiche degli attuali operatori, che potranno anche contribuire ad aprire nuove strade per una crescente penetrazione delle rinnovabili nel mercato dell'energia. In sostanza, si tratta di uno dei tanti aspetti della cosiddetta “transizione energetica”, vocabolo ormai entrato nell'uso comune.

La creazione di sinergie più strette tra fossili e rinnovabili avrebbe il potenziale vantaggio di permettere lo “sbottigliamento” di alcune soluzioni tecnologiche. Un esempio tra tanti: mentre lo stoccaggio di energia elettrica è tecnicamente difficile e costoso, lo stoccaggio di combustibili è semplice ed economico. L'eccesso di energia elettrica potrebbe quindi essere utilizzato per la produzione di “carburanti sintetici”, ovvero combustibili quali idrogeno, biocombustibili o derivati, neutri dal punto di vista delle emissioni di gas serra, che in presenza di sinergie potrebbero essere commercializzati come tali utilizzando le filiere di distribuzione esistenti, senza sopportare costi di riconversione ad energia elettrica.

Una delle frontiere meno sfruttate per la valorizzazione delle energie rinnovabili è il mare: vento e onde sono FER diffuse che, soprattutto in siti *offshore*, hanno intensità elevate e compatibili con la produzione elettrica. La valorizzazione di questa energia richiede però tecnologie e capacità operative che sono estranee ai produttori convenzionali di energia elettrica. D'altro canto, la produzione di idrocarburi

da campi *offshore*, è oggi molto diffusa. Anche in questo caso, la creazione di sinergie quali l'utilizzo di impianti di estrazione dismessi potrebbe contribuire a mitigare i costi e l'impatto ambientale di campi *offshore* per la produzione di energia rinnovabile. Partnership tecnologiche tra produttori di energia rinnovabile e produttori di idrocarburi potrebbero risolvere criticità oggi riscontrate nella valorizzazione di risorse energetiche *offshore*: ad es., il trasporto di energia elettrica dal luogo di produzione fino all'allacciamento lungo le coste è di norma molto oneroso, specie se le distanze sono elevate. La conversione di energia elettrica in vettori energetici di tipo chimico potrebbe contribuire alla soluzione del problema.

Una più stretta sinergia tra fonti rinnovabili e fonti fossili e lo sviluppo di tecnologie di transizione che facilitino un'integrazione tra le due filiere potrebbero quindi, in prospettiva, sia abbassare i costi della transizione, sia rendere più rapida l'introduzione strutturale delle fonti rinnovabili nel sistema energetico nazionale. Si ritiene quindi corretto affermare che la transizione energetica e la "rivoluzione verde" passerà anche dalle compagnie energetiche tradizionali. Alcuni esempi concreti: 1) le alleanze già in essere createsi nelle attività *offshore* tra industria petrolifera e comparto eolico, entrambe impegnate nelle stesse sfide; 2) il supporto che le competenze acquisite in ambito petrolifero stanno fornendo al settore geotermico, in un'ottica di produzione elettrica a "emissioni zero"; 3) il coinvolgimento delle conoscenze tipiche del settore petrolifero nello sviluppo dei dispositivi di produzione di energia dalle onde marine.

La produzione elettrica tradizionale (da fonti fossili) e quella da fonti rinnovabili possono quindi essere interpretate, in prospettiva, come alleate, e non come avversarie nel cammino sulla via della transizione energetica, cammino ancora lungo ma ormai ben tracciato verso un mix energetico più sostenibile di quello attuale.

## **Dispacciamento elettrico delle FER non programmabili**

L'energia elettrica non si può immagazzinare in modo massiccio, al contrario dell'energia contenuta nei combustibili fossili, ed è quindi necessario che il sistema elettrico di un Paese sia in grado di produrre istantaneamente l'energia richiesta dagli utenti (clienti privati, utenze industriali, *etc.*) e, sempre istantaneamente, riesca ad equilibrare domanda e produzione, gestendo opportunamente la rete di trasporto (trasmissione) garantendo continuità e sicurezza della fornitura, cioè evitare i buchi di tensione e i possibili conseguenti distacchi di fornitura elettrica (*blackout*).

La gestione di questi flussi di energia in rete si chiama “dispacciamento”. Il servizio di dispacciamento, svolto dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna S.p.A.), è la gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale per garantire il bilanciamento del sistema elettrico. Questa attività prevede il monitoraggio dei flussi elettrici in tempo reale, al fine di applicare le necessarie azioni di coordinamento dell’esercizio del sistema elettrico, che comprende le centrali e gli impianti di produzione, la rete di trasmissione, nonché i vari servizi ausiliari. La gestione del sistema elettrico italiano, interconnesso con quello europeo, è svolta dal “Centro nazionale di controllo, che monitora 293 linee, tra cui 9 interconnessioni con l’estero, 3 cavi sottomarini e 281 linee nazionali a 380 kV” (Fonte: Terna S.p.A.).

Dal punto di vista tecnico, il servizio di dispacciamento è un’attività a complessità crescente, e non facilmente ottimizzabile. La complessità di gestione del dispacciamento aumenta al crescere del numero dei punti di immissione di energia elettrica in rete e, ancor più difficile, se non si dispone di una programmazione oraria certa dei quantitativi di energia in ingresso. Il caso tipico è quello dei numerosissimi punti di immissione della produzione da piccoli impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili), tipicamente da generazione eolica o fotovoltaica. La complessità del dispacciamento, e la necessità di dover gestire in una sorta di modo “emergenziale” i possibili squilibri tra domanda e offerta di energia elettrica in rete, introduce un ulteriore aggravio del costo dell’energia elettrica, noto come “Oneri di sbilanciamento”, che finiscono per essere pagati nella bolletta elettrica di ogni famiglia e impresa.

#### *Oneri di sbilanciamento*

Gli oneri di sbilanciamento dell’energia elettrica sono stati introdotti per compensare i costi sostenuti dal gestore della rete di trasmissione (nel caso italiano, Terna S.p.A.) nei momenti in cui c’è una differenza tra il programma prestabilito di immissione di energia elettrica in rete e l’effettiva produzione di energia elettrica da un impianto. Ad es., un impianto eolico potrebbe non produrre l’energia prevista a causa di condizioni meteorologiche impreviste (assenza di vento), e quindi Terna S.p.A. è obbligata a coprire la mancanza di energia ricorrendo ad un altro produttore (importazione, generazione termoelettrica o idroelettrica, se disponibile), che di norma fornisce energia a prezzi maggiori. Il problema e l’aggravio dei costi è più rilevante nel caso di preponderanza delle rinnovabili rispetto alle fonti convenzionali, vista la maggior aleatorietà di tali sistemi, che dipendono da sole e vento.

La vecchia Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (<http://www.autorita.energia.it>), dal 2018 ridenominata ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente), aveva già evidenziato la problematica dall'inizio della forte crescita nazionale della generazione da FRNP, in gran parte dovuta all'incentivazione con fondi pubblici, e auspicava un rapido passaggio a reti di distribuzione tipo “*smart grid*” (vedi oltre). Gli ulteriori costi di gestione del dispacciamento, necessari a causa degli inevitabili sbilanciamenti procurati dai produttori da FRNP, sono stati a lungo ampliamento “socializzati”, cioè ridistribuiti in bolletta a tutti i cittadini, un approccio forse relativamente equo quando gli impianti FRNP erano pochi, ma che ora appare inadeguato a fronte del boom del fotovoltaico e dell'eolico conseguente alle politiche di incentivo perseguite in questi ultimi anni.

“Il mercato elettrico, vale a dire la sede delle transazioni aventi per oggetto l'energia elettrica, nasce in Italia per effetto del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (Direttiva 96/92/CE abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE). Il mercato elettrico si articola in: 1) Mercato del Giorno Prima – MGP; 2) Mercato Infragiornaliero – MI; 3) Mercato per il Servizio di Dispacciamento – MSD. Nel MGP e nel MI, definiti anche Mercati dell'Energia, produttori, grossisti e clienti finali, nonché l'Acquirente Unico (AU<sup>1</sup>) e il Gestore dei servizi energetici (GSE<sup>2</sup>) acquistano e vendono all'ingrosso partite di energia elettrica per il giorno successivo. Tali mercati, gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), definiscono prezzi di equilibrio ai quali viene valorizzata l'energia negoziata. Nel MSD, Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale)” (Fonte: Terna S.p.A).

---

<sup>1</sup> Acquirente Unico S.p.A., azienda del gruppo GSE, svolge per legge l'attività di approvvigionamento di energia elettrica per il Servizio di Maggior Tutela, destinato ai consumatori finali che non hanno scelto un fornitore.

<sup>2</sup> GSE S.p.A. (Gestore dei Servizi Energetici) è una società per azioni italiana, interamente controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze, alla quale sono attribuiti numerosi incarichi di natura pubblicistica nel settore energetico. La società svolge i propri compiti in conformità con gli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero dello sviluppo economico. Il GSE ricopre un ruolo centrale nell'incentivazione e nello sviluppo delle FER in Italia. La principale attività è la promozione, anche attraverso l'erogazione di incentivi economici, dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre la Società è responsabile dell'attuazione dei meccanismi di promozione dell'efficienza energetica e svolge attività di informazione per promuovere la cultura dell'uso dell'energia compatibile e sostenibile con le esigenze dell'ambiente.

Tecnicamente, la mancanza di dati certi riguardo le produzioni diffuse di energia da FRNP non consente, in fase di previsione, di prevedere adeguatamente la produzione di energia elettrica da impianti FRNP da mettere a disposizione<sup>3</sup> sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e, in secondo luogo, di poter prevedere adeguatamente, in tempo reale, i fabbisogni residui locali, necessari per il reperimento di energia nella fase di programmazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

Un esempio per chiarire il concetto: in un giorno festivo e con un clima ventoso e assolato, che permette una produzione di energia da FRNP molto accentuata, la domanda è soddisfatta con prevalenza dalla sola generazione da FRNP, relegando le centrali termoelettriche al ruolo di backup. Ciò comporta notevoli sprechi, in quanto, sul MSD, ci si trova con troppa energia elettrica rispetto a quella che era stata prevista, e quindi acquistata il giorno prima. Per tale motivo il gestore di rete, poiché già nel calcolo dell'energia prevista per il MGP le rinnovabili sono sottostimate di circa il 30% a causa della loro aleatorietà, e per legge hanno priorità di dispacciamento<sup>4</sup>, impone agli impianti termoelettrici una minore produzione, nonostante che Terna S.p.A. abbia già acquistato l'energia sul MGP. Ciò comporta non solo sprechi economici, ma anche energetici e am-

---

<sup>3</sup> Si ricorda che tali meccanismi finanziari sono determinati dalla Borsa Elettrica, che è un sistema organizzato di offerte, vendita e acquisto di energia elettrica. La borsa elettrica, prevista dal decreto legislativo n. 79/1999 di liberalizzazione del mercato elettrico, è stata istituita in Italia a partire dal 1 aprile 2004 ed è gestita dal Gestore dei mercati energetici (<http://www.mercatoelettrico.org/it/>), secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori e che assicura la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. La vendita di energia elettrica è effettuata ogni giorno per il giorno successivo, ricorrendo a una contrattazione su base oraria, dove l'incontro tra domanda e offerta è effettuata attraverso il sistema del prezzo marginale. Tale meccanismo remunera i produttori pagando a tutti il prezzo di equilibrio tra domanda e offerta, che è pari al prezzo dell'offerta più costosa tra quelle accettate per soddisfare la domanda, ovvero il prezzo di borsa, pagato a tutti i venditori e da tutti i compratori, è il prezzo dell'offerta di vendita più costosa accettata per soddisfare la domanda. Il meccanismo è più chiaro con un esempio: ipotizziamo che la domanda chieda 10 MWh. I produttori sono più di uno, ed il primo offre 5 MWh a 100 €, il secondo 4 MWh a 200 € ed il terzo 1 MWh a 80 €. Il totale delle unità domandate -ed offerte- è così pari a 10 MWh, che verranno pagate a tutti i produttori al prezzo unitario più alto offerto, ovvero 80 €/MWh, per un totale di 800 €.

<sup>4</sup> Al momento, le FER godono di un sistema di "priorità di dispacciamento", una sorta di corsia preferenziale per la vendita dell'energia sul mercato, ovvero un diritto di immettere per primi l'energia nella rete elettrica. Recentemente, il Parlamento Europeo sta ragionando sull'abolizione di tale priorità, accettando che i gestori dei sistemi di trasmissione diano priorità solo agli impianti che utilizzano FER o cogenerazione ad alta efficienza solo ed esclusivamente nel caso in cui abbiano una capacità elettrica installata inferiore a 500 kW o siano progetti dimostrativi di tecnologie innovative.

bientali, come la maggior produzione di CO<sub>2</sub>, poiché le centrali termoelettriche rimangono comunque in funzione. In tale direzione sia Terna che altre aziende prevedono di poter implementare a breve un consistente numero di progetti pilota che prevedono l'installazione di accumulatori di energia dislocati sul territorio.

## Smart Grid

Il settore energetico sta vivendo un periodo di intensi e rapidi cambiamenti, in gran parte dovuti alla crescente necessità di soddisfare le richieste, a livello nazionale ed europeo, in tema di generazione di energia rinnovabile. Se un tempo il settore elettrico era fondato sull'utilizzo di grandi centrali elettriche, spesso operanti con combustibili fossili, con un sistema di gestione centralizzato della rete e con scarso controllo sul consumo e produzione di energia elettrica da parte del consumatore finale, oggi si ha un progressivo ribaltamento di queste caratteristiche.

La natura intermittente delle fonti rinnovabili pone nuove sfide di gestione, funzionamento e bilanciamento del sistema elettrico, richiedendo un alto grado di flessibilità. Inoltre, il modello tradizionale di produzione centralizzata è messo in discussione dallo sviluppo della generazione distribuita, basata su unità di autoproduzione delocalizzate sul territorio (FER diffuse). È quindi necessario il ricorso a sistemi digitali e *smart* in grado di gestire in modo automatico la spinta verso un sistema più complesso, decentralizzato e "multi-operatore". I requisiti futuri del settore elettrico possono quindi riassumersi in decarbonizzazione, decentralizzazione e digitalizzazione, con una forte spinta verso il potenziamento del ruolo dei consumatori finali.

Una "rete intelligente" (*smart grid*, Fig. 9) indica l'accoppiamento di una rete di distribuzione elettrica con una rete di informazione. Questo insieme è in grado di mettere in comunicazione, in tempo reale, produttori e consumatori, e consente la gestione della rete elettrica in modo intelligente, razionalizzando la distribuzione dell'energia elettrica, minimizzando i possibili sovraccarichi e le variazioni di tensione, che potrebbero causare interruzioni della fornitura elettrica. Inoltre, una *smart grid* è in grado di integrare le azioni di un alto numero di produttori ed utenti energetici connessi, che sono contemporaneamente consumatori e produttori (*prosumers*). Le *smart grid* devono essere in grado di distribuire l'energia elettrica in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso e sicuro, e utilizzano tecniche innovative di monitoraggio, controllo e comunicazione, come i "contatori intelligenti".

Una *smart grid* deve ovviamente distribuire l'energia elettrica e contemporanea-

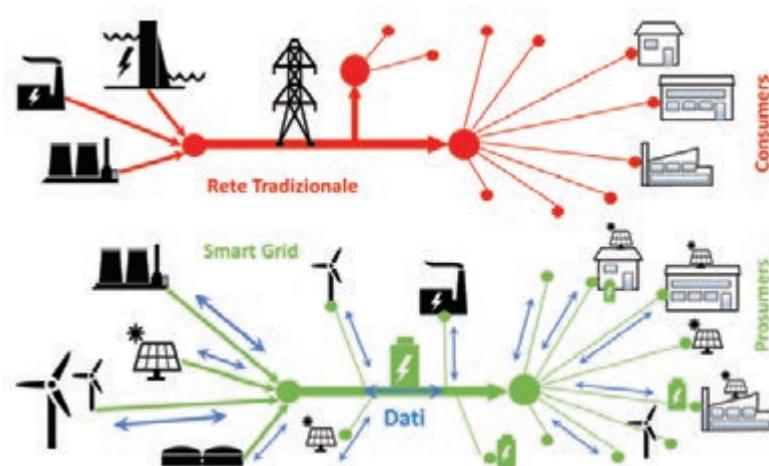


Fig. 9. Esempio di rete tradizionale e smart grid. In quest'ultima, il flusso di energia elettrica è accompagnato da un flusso e uno scambio di dati tra produttori e consumatori.

mente rispondere a diverse esigenze tecniche: bilanciare domanda e offerta, integrarsi con molti *prosumers*, consentire la penetrazione delle FRNP permettendo l'adattamento dinamico della rete, consentire l'uso massiccio per la mobilità elettrica, fornire servizi economici di banda dati, *etc.* Nel settore elettrico il concetto di *smart grid* è alternativo a quello tradizionale ed è basato sulla presenza di molte unità di generazione che producono energia in maggiore prossimità alle utenze, e permetterebbe di superare la visione tradizionale di una rete di distribuzione che trasporta l'energia prevalentemente in una sola direzione, da un numero limitato di grandi centrali di produzione (termoelettriche, idroelettriche o termonucleari) a numerosissimi punti di consumo, ovvero gli utenti finali. Le *smart grid* sono in via di sviluppo sperimentale anche in Italia.

Infine, si vogliono qui ricordare anche i nuovi modelli di produzione denominati "Comunità Energetiche". Tali Comunità costituiscono forma partecipative collettive a progetti di sviluppo di produzione e uso di energia da fonti rinnovabili o da altre fonti secondo principi di efficienza utilizzando forme di autoconsumo e gestione delle reti di distribuzione, aprendo così alla prospettiva delle *smart grid*. Le fonti normative sono date dalle direttive europee (Direttiva UE 2018/2001, relativa alle comunità energetiche rinnovabili e Direttiva UE 2019/944 relativa alle comunità energetiche dei cittadini). Nonostante i primi tentativi di configurazione di comunità energetiche, si assiste tuttora a una fase di riflessione e di prima configurazione dei modelli di produzione e di consumo energetico.

## Bolletta elettrica

Secondo le stime di ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente), le voci che compongono la bolletta dell'energia elettrica di un consumatore domestico italiano sono suddivise come segue (Fig. 10, prezzi del III trimestre 2020): Costo della materia energia = 37% (questa voce è composta da approvvigionamento dell'energia (26%) e commercializzazione al dettaglio (11%). Imposte = 14%. Costo degli oneri di sistema = 25%. Gli oneri di sistema sono costi destinati a specifici obiettivi collettivi che riguardano il sistema elettrico. Rientrano in questa voce gli importi pagati dai singoli utenti per finanziare, tra gli altri, la produzione di energia da fonti rinnovabili (oltre il 75% degli oneri di sistema) e il bonus sociale, il sistema ideato per aiutare le famiglie in difficoltà economica<sup>5</sup>. Costo per il trasporto e la gestione del contatore = 24%; questo costo include le spese per la trasmissione dell'energia elettrica.

Infine, può essere utile ricordare la struttura dell'attuale settore elettrico italiano, dopo la "liberalizzazione" dei settori di produzione, distribuzione e vendita stabiliti nel 1999 (Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, anche noto come "Decreto Bersani"). L'energia elettrica in Italia è stata monopolio di stato dal 1962 (fondazione dell'ENEL, compagnia elettrica di stato) al 1999, quando è entrata in vigore la suddetta Legge 79-1999, che fondamentalmente stabilisce che: A) la produzione di energia elettrica è un'attività industriale liberamente esercitabile: alla ex-Enel (privatizzata) è stato imposto di non poter produrre più del 50% dell'energia elettrica; B) il mercato è stato suddiviso in produzione, trasporto, distribuzione e vendita, e non sono ammesse integrazioni verticali tra aziende (es., l'azienda che fa produzione non può fare trasporto, né distribuzione e tantomeno vendita, e viceversa); C) la fornitura di energia elettrica è assicurata dalla piattaforma telematica della Borsa Elettrica (vedi sopra) o da contrattazione bilaterale

---

<sup>5</sup> Fino al 2017, gli oneri di sistema erano esplicitati analiticamente in bolletta come segue: 1) messa in sicurezza del nucleare e misure di compensazione territoriale; 2) incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate; 3) copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario; 4) sostegno alla ricerca di sistema; 5) copertura del bonus elettrico (non pagato dai clienti cui è stato riconosciuto il bonus sociale); 6) copertura delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia; 7) integrazioni delle imprese elettriche minori, promozione efficienza energetica. A partire dal 1 gennaio 2018, queste voci sono state aggregate in "oneri semplificati: Asos e Arim": ASOS: oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92. ARIM: rimanenti oneri generali (si veda anche il sito di ARERA). Queste sono le sole voci oggi presenti nella cosiddetta "Bolletta 2.0".

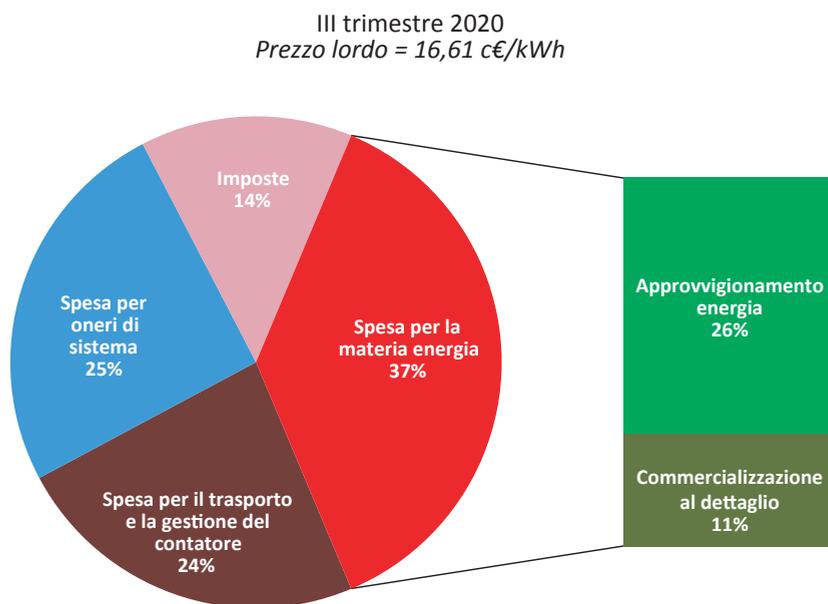


Fig. 10. Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico medio (3 kW di potenza impegnata e 2700 kWh di consumo annuo). Dati rielaborati da ARERA (<https://www.arera.it/it/dati/ees5.htm>).

tra venditori e compratori (accordi diretti); D) le utenze domestiche possono scegliere tra il “mercato a maggior tutela”, che ha tariffe regolate da ARERA o il “mercato libero”, che adotta tariffe commerciali.

La rete di trasmissione elettrica nazionale è gestita da Terna S.p.A., società controllata dallo Stato; l'accesso alla rete è libero, e ogni operatore paga una quota per usufruire del servizio. La distribuzione (il trasporto “locale” a media e bassa tensione) è gestita da aziende locali di distribuzione, che gestiscono anche i contatori; anche in questo caso l'accesso è libero, e ogni operatore paga per il servizio. La vendita è libera, a patto che le società che la esercitano siano ufficialmente accreditate. Le società di vendita, e sono molte centinaia in Italia, sono ovviamente in forte competizione tra loro; in pratica, esse stipulano contratti di fornitura con la borsa elettrica o contrattazione bilaterale (accordi diretti) e rivendono l'energia elettrica agli utenti domestici o industriali. Come è ben noto, il mercato libero dell'energia elettrica (ma anche quello del gas o della telefonia) spesso opera in modo molto aggressivo nei confronti dell'utente privato, offrendo anche pacchetti commerciali che comprendono servizi diversi dalla sola energia elettrica.



## CAPITOLO 3

### L'IDROGENO: UN ALLEATO PER LA DECARBONIZZAZIONE

Da più parti, da vari decenni si parla di “economia dell'idrogeno”. Il termine fu coniato dal professore di chimica John O. Bockris già nel 1970, ma il concetto si diffuse a scala planetaria solo verso la fine del secolo scorso (J. Bockris, *Hydrogen economy in the future*, International Journal of Hydrogen Energy, 1999), in coincidenza con la necessità di sviluppare modi di produzione dell'energia a basso impatto ambientale (*low-carbon*), al fine di sostituire i combustibili fossili e limitare la quantità di emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera.

Tuttavia, si ricorda fin da subito che l'idrogeno non è una fonte di energia primaria, poiché è assente sul nostro pianeta in forma molecolare, e ad oggi non sono noti processi che ne permettano la produzione, se non ricorrendo a processi chimici, fisici o biologici che richiedono notevoli quantitativi di energia. L'idrogeno è quindi soltanto un vettore energetico, ancorché molto promettente vista la sua flessibilità di utilizzo, al pari dell'energia elettrica o dei combustibili liquidi (benzina, gasolio, *etc.*)

L'economia dell'idrogeno indica il possibile uso dell'idrogeno come combustibile a basse emissioni di CO<sub>2</sub>. Esso potrebbe essere utilizzato per il trasporto dell'energia prodotta da fonti rinnovabili su grandi distanze e, qualora fosse possibile immagazzinarlo in grandi quantità, potrebbe essere impiegato per la produzione di calore, energia, veicoli a idrogeno, accumulo stagionale di energia, *etc.* Oggi l'idrogeno è un gas tecnico prodotto, commercializzato (anche se non in libera vendita) e utilizzato principalmente come materia prima industriale per la produzione di ammoniaca, metanolo, *etc.*, è indispensabile nella raffinazione del greggio e ha anche altri usi

minori. Si ricorda che i principali segmenti tecnologici che caratterizzano un vettore energetico sono: 1) produzione, a partire da una fonte primaria di energia; 2) trasporto; 3) stoccaggio; 4) distribuzione; 5) utilizzo finale.

Soddisfare la domanda di energia minimizzando le emissioni di CO<sub>2</sub>, pur continuando a garantire l'approvvigionamento energetico, è la sfida tecnologica più impegnativa del nuovo millennio. Questa sfida potrà essere probabilmente vinta sia con l'aumento dell'efficienza dei sistemi di produzione e di utilizzo dell'energia, sia con la parallela riduzione del consumo di combustibili fossili. Alcune vie già percorribili sono l'impiego di fonti energetiche a basso contenuto di carbonio, come gas naturale, oppure con le fonti rinnovabili, ma anche con tecnologie quali il nucleare o la produzione di energia elettrica da fonti fossili associate a tecniche di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, *etc.*

Idealmente, lo scenario futuro degli approvvigionamenti energetici globali dovrebbe essere basato su un vettore energetico così caratterizzato:

- Producibile con impatto ambientale, sia globale che locale, il più basso possibile.
- Producibile da più fonti primarie largamente disponibili e tra loro intercambiabili.
- Distribuibile preferenzialmente attraverso una rete.

L'idrogeno è un vettore energetico virtualmente in grado di soddisfare questi requisiti. Infatti:

- La sua combustione genera acqua come unico prodotto della reazione ( $2\text{H}_2 + \text{O}_2 = 2\text{H}_2\text{O} + \text{calore}$ ).
- È producibile sia da fonti primarie fossili, sia da fonti primarie rinnovabili (elettricità).
- È trasportabile in una rete, dedicata o mista.
- È utilizzabile per la produzione elettrica centralizzata o distribuita tramite "celle a combustibile", oppure per la generazione di calore e per i trasporti, con impatto locale ridotto.

Le celle a combustibile (vedi oltre) sono sistemi elettrochimici che permettono la trasformazione diretta della molecola di idrogeno in energia elettrica, processo che avviene senza la produzione di emissioni, se non acqua come unico prodotto chimico di reazione. L'idrogeno potrebbe essere quindi il componente chiave per un futuro sistema energetico "durevole", costituendo un incentivo verso l'impiego

diffuso delle fonti rinnovabili, anche se già nel breve-medio termine potrebbe rendere i combustibili fossili più compatibili con le esigenze ambientali.

Lo sviluppo dell'idrogeno come vettore energetico richiede però la costruzione di molteplici infrastrutture integrate, per rendere il suo impiego economico e affidabile in tutte le fasi della catena tecnologica, come produzione, stoccaggio della CO<sub>2</sub> eventualmente generata nel processo di produzione, trasporto, accumulo, distribuzione. Ad es., si pensi che nel settore dei trasporti occorre sviluppare celle a combustibile e serbatoi adatti per i veicoli, nonché sviluppare sistemi e reti di trasporto, nonché punti di distribuzione analoghi a quelli esistenti. Tutto ciò costituisce una grande sfida per la ricerca scientifica e tecnologica dei prossimi anni.

## **Idrogeno**

L'idrogeno occupa il primo posto nella tavola periodica. Si tratta di un elemento fortemente reattivo, per cui normalmente si trova sotto forma di molecole formate da due atomi di idrogeno (H<sub>2</sub>, diidrogeno). L'idrogeno molecolare è un gas incolore, inodore, insapore, altamente infiammabile e non velenoso; a pressione atmosferica e temperatura ambiente la sua densità è di circa 0,090 kg/m<sup>3</sup>, cioè 14 volte più leggero dell'aria: ciò fa sì che non si trovi idrogeno libero sulla Terra, perché il campo gravitazionale non è in grado di trattenerlo nell'atmosfera. Nonostante l'idrogeno sia l'elemento più abbondante dell'Universo (si stima che quasi il 90% della materia sia formata da idrogeno in forma atomica o molecolare), nella crosta terrestre rappresenta solo lo 0,9% di tutti gli elementi; è però presente combinato con altri elementi, in composti come acqua, idrocarburi e in tutti i composti organici, inclusi gli organismi viventi. Allo stato molecolare si trova solo in alcune emanazioni vulcaniche o incluso in tracce nelle rocce granitiche, e non esiste alcun giacimento o accumulo di idrogeno molecolare.

Per questo motivo, l'idrogeno non è una fonte energetica primaria, ma soltanto un vettore energetico. Pertanto, se lo si vuole utilizzare, è necessario ricavarlo dalle molecole che lo contengono, consumando energia. Solo quando sarà possibile produrre idrogeno molecolare in modo economico, esso potrà essere utilizzato come vettore energetico, ma solo dopo aver risolto altri problemi legati al fatto che è una molecola difficile da trasportare, immagazzinare e usare. Allo stato gassoso, l'idrogeno è un buon combustibile, e ha un potere calorifico 2,6 volte maggiore rispetto a quello del metano. Diventa liquido a temperatura

di 10 K (-253°C). Oggi, il metodo di trasporto più comune dell'idrogeno molecolare è quello in fase gassosa a pressione (10-20 MPa), attraverso reti di condotte, o in bombole di acciaio, dove però deve essere compresso fino a pressioni dell'ordine di 70 MPa, per ragioni di economicità del trasporto. Occorre però notare che l'idrogeno in fase liquida non reagisce con i metalli, mentre in fase gassosa, a contatto con molti dei materiali metallici più comuni, forma idruri solidi provocando fenomeni di fragilimento.



Fig. 1. Potenziali fonti di produzione dell'idrogeno: Oggi industrialmente si utilizzano solo le tecnologie di produzione da gas naturale, carbone, petrolio e da elettrolisi.

## Produzione industriale

Vi sono diverse potenziali tecnologie per la produzione di idrogeno molecolare (Fig. 1). Quelle che utilizzano come materia prima i combustibili fossili sono ormai mature e ampiamente utilizzate, e utilizzano il frazionamento di molecole idrocarburiche fino alla completa eliminazione del carbonio. Con questo metodo oggi si produce una notevole quantità di idrogeno molecolare, prevalentemente utilizzato nei settori della raffinazione, nell'industria chimica, alimentare, dei fertilizzanti di sintesi, nella metallurgia, *etc.*

*Idrogeno da petrolio, metano e carbone.* Per produrre idrogeno molecolare da petrolio o metano si utilizza vapor d'acqua alla temperatura di 800°C in presenza di un catalizzatore (*steam reforming*): si ossida il C e si libera H<sub>2</sub> con emissione

di CO<sub>2</sub>. Col *reforming*, si ottiene idrogeno molecolare impuro, miscelato con monossido di carbonio (CO), che va eliminato. Il processo industriale è ben noto, ed è realizzato con reattori di elevata capacità, dell'ordine di 100.000 m<sup>3</sup>/ora. L'idrogeno molecolare è anche ottenuto in quantità significative dai processi di raffinazione del greggio che utilizzano il *cracking* per aumentare la produzione di benzine. Per ottenere idrogeno molecolare dal carbone si deve invece effettuare un procedimento detto gassificazione: il carbone è fatto reagire con vapor d'acqua a 900°C e poi a 500°C con catalizzatori. Il gas risultante, formato da H<sub>2</sub> e CO, era un tempo denominato "gas di città", ed era prodotto in stabilimenti cittadini ("gasometri") e utilizzato per l'illuminazione. In vari Paesi si sta anche cercando di realizzare la gassificazione degli strati di carbone *in situ*, tecnologia che potrebbe diminuire l'impatto ambientale. La produzione di idrogeno molecolare da fonti fossili ha però l'inconveniente di generare grandi quantità di CO<sub>2</sub>, cosicché l'idrogeno prodotto in questo modo, detto anche "idrogeno grigio", pur essendo utilizzabile in modo pulito, non lo è più a causa delle emissioni generate nel ciclo di produzione, che deve quindi essere ottimizzato dal punto di vista ambientale, magari riuscendo a stoccare la CO<sub>2</sub> nel sottosuolo (a questo riguardo si veda il cap. 15), producendo in questo caso il cosiddetto "idrogeno blu".

*Idrogeno dall'acqua.* L'idrogeno può essere prodotto anche dall'acqua tramite elettrolisi in apparecchiature note come "elettrolizzatori" o celle elettrolitiche, che permettono di convertire l'energia elettrica in energia chimica. In questo modo, si ottiene idrogeno molecolare praticamente puro. Per ottenere 1 kg di H<sub>2</sub> gassoso sono necessari 45 kWh di energia elettrica, e quindi il problema è oggi il costo dell'energia. L'energia elettrica per tale processo potrebbe essere prodotta da fonti rinnovabili, magari producendolo solo nei momenti di esubero di produzione elettrica: l'idrogeno prodotto in questo modo è oggi noto col termine "idrogeno verde". In questo campo vi sono numerose ricerche in corso (elettrolisi ad alta temperatura, utilizzo di nanomateriali, *etc.*) che sembrano poter ridurre consistentemente la quantità di energia elettrica necessaria alla produzione di idrogeno molecolare. Non bisogna però dimenticare che l'energia necessaria per scindere l'acqua in idrogeno e ossigeno è maggiore dell'energia che fornirà poi l'idrogeno ricombinandosi con l'ossigeno per ricombinarsi in una molecola d'acqua. Ovviamente, le definizioni idrogeno "verde" oppure "blu" sono puramente convenzionali, e indicano solo il materiale di partenza: le molecole di idrogeno prodotte sono identiche.

*Idrogeno da biomasse.* Una tra le tecniche più utilizzate è la pirolisi, che consiste nel riscaldare sostanza organica a circa 1000°C in assenza di aria. A parte questa possibilità, relativamente “tradizionale”, si ricorda che in natura esistono anche microrganismi fotosintetici (microalghe in particolare) in grado di produrre idrogeno molecolare: sono in corso complessi studi di ingegneria genetica per ottimizzare la produzione di idrogeno da parte di tali microrganismi<sup>1</sup>. Si stanno anche sperimentando tecniche biochimiche per la produzione di idrogeno da rifiuti umidi o da acque di scarico di processi alimentari, con bioreattori anaerobici tramite processi di fermentazione: è una tecnologia promettente, anche se ancora allo stato sperimentale.

La produzione mondiale annua di idrogeno nel 2019 è stata di circa 70 Mt, che sono state utilizzate principalmente nell'industria chimica (che assorbe il 90% della produzione) per la produzione di ammoniaca, metanolo e nella raffinazione del greggio e in piccola quantità nel settore dei trasporti, settore dove si prevede peraltro la maggior crescita. Questa produzione è ottenuta per il 50% da metano, per il 30% da idrocarburi pesanti (greggio) e per poco meno del 15% dalla gassificazione del carbone. Solo il restante 5% proviene dalla elettrolisi o dalla gassificazione di biomasse.

## Utilizzi dell'idrogeno

La combustione dell'idrogeno molecolare non presenta particolari problemi tecnologici e, rispetto ad altri combustibili, dà luogo ad emissioni meno inquinanti, che teoricamente contengono solo acqua, idrogeno incombusto e piccolissime quantità di  $\text{NH}_4$ . Se si potessero alimentare gli impianti di riscaldamento domestici e le autovetture con idrogeno molecolare, si potrebbe evitare l'emissione in atmosfera una grande quantità di sostanze nocive e clima-alteranti. Si ricorda che in Europa i trasporti e il riscaldamento domestico rappresentano circa il 50% del

---

<sup>1</sup> Le microalghe sono microrganismi in grado di svolgere la fotosintesi in presenza di  $\text{CO}_2$ , luce e sostanze nutritive. Durante la fotosintesi, esse fissano l'anidride carbonica sotto forma di molecole organiche e producono ossigeno. Al termine del ciclo di crescita, la biomassa algale, arricchita in  $\text{CO}_2$ , può essere raccolta ed essiccata, producendo la farina algale, che è commercializzabile in campo nutraceutico o alimentare, ma è anche utilizzabile come prodotto intermedio per l'estrazione di frazioni lipidiche. Per ogni grammo di biomassa algale prodotta, si fissano circa 1,8 g di  $\text{CO}_2$  e si produce circa 1 g di ossigeno.

consumo di combustibili fossili. Inoltre, qualsiasi altro combustibile “tradizionale”, se miscelato con idrogeno molecolare, migliora il processo di combustione e quindi il suo rendimento. Per questo motivo, si sta sperimentando l'utilizzo di metano addizionato al 15% in peso di idrogeno molecolare, combustibile definito commercialmente “idrometano”.

L'idrogeno molecolare può essere utilizzato per produrre energia in due modi. Il primo è la combustione ordinaria, con solo idrogeno oppure addizionato con altri combustibili tradizionali. Il secondo prevede invece di farlo reagire con ossigeno, ma non secondo un processo di combustione ordinario, al fine di ottenere energia elettrica tramite dispositivi detti “celle a combustibile”. Entrambi i metodi riguardano quindi l'impiego dell'idrogeno molecolare come vettore energetico per la generazione di energia elettrica e per il trasporto.

Alcuni impianti termoelettrici per la produzione centralizzata di energia e alcuni tipi di motori a combustione interna potrebbero già essere alimentati con combustibili addizionati di idrogeno molecolare, e potrebbero funzionare con emissioni ridotte, a parità di energia prodotta, anche se occorre migliorare i rendimenti e ridurre il costo degli impianti. Tuttavia, il dispositivo più interessante, il cui sviluppo condiziona la reale affermazione dell'idrogeno molecolare come vettore energetico “pulito”, è la cella a combustibile.

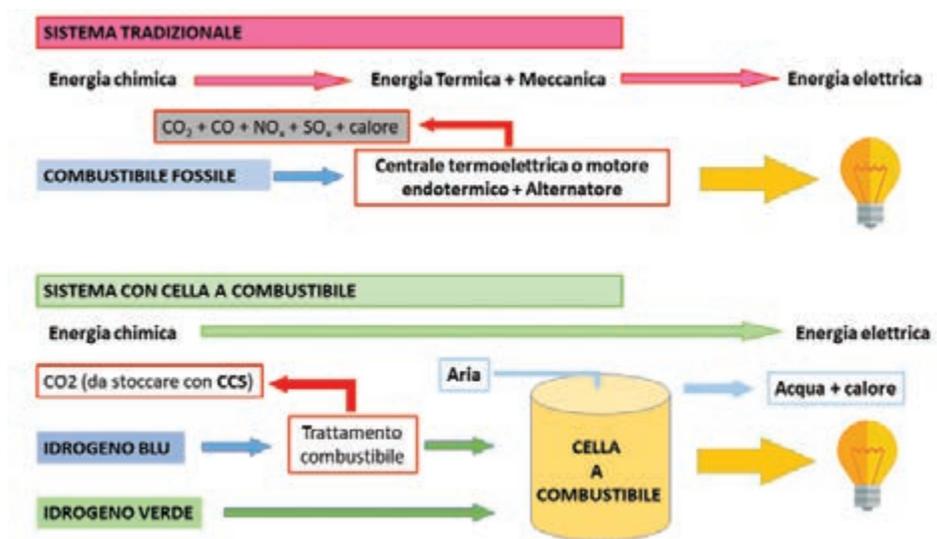


Fig. 2. Confronto tra la produzione di energia elettrica con sistemi tradizionali e con celle a combustibile.

Una cella a combustibile (*fuel cell*) è un apparato che sfrutta complesse reazioni elettrochimiche al fine di convertire l'energia di un combustibile (ad es.,  $H_2$ ), che reagisce con un composto gassoso ossidante (ossigeno o aria), in elettricità, calore e acqua, senza passare attraverso processi di combustione e cicli termodinamici, e quindi non risente delle limitazioni imposte a questi ultimi dai principi della termodinamica, ma solo dalle leggi dell'elettrochimica (Fig. 2). Una cella a combustibile funziona come una pila elettrica o una batteria di accumulatori, poiché produce energia attraverso un processo elettrochimico. A differenza di una pila elettrica, però, consuma sostanze provenienti dall'esterno, ed è in grado di funzionare senza interruzioni, almeno finché si fornisce al sistema un'adeguata alimentazione di combustibile ed ossidante. In una pila elettrica, l'energia è immagazzinata nella pila stessa, che è un sistema completo di stoccaggio e conversione dell'energia. In una cella a combustibile, invece, l'energia è immagazzinata all'esterno, ad esempio in un serbatoio di  $H_2$ . La cella è solo un convertitore, e non contiene energia. Non ha quindi senso parlare di "carica" di una cella a combustibile: essa funziona indefinitamente, finché non si usura, continuando a fornire combustibile e ossidante.

Schematicamente, essa contiene due elettrodi, un catodo e un anodo, realizzati con materiali porosi e catalizzatori specifici, immersi in un elettrolita. Sull'anodo avviene la riduzione dell'ossigeno e sul catodo l'ossidazione dell'idrogeno, che si combinano generando acqua e una differenza di potenziale che crea una corrente elettrica continua nel circuito. Contemporaneamente, si produce anche energia sotto forma di calore, e quindi occorre prevedere un adeguato sistema di raffreddamento, poiché la cella è ottimizzata per funzionare a temperatura costante. Una cella a combustibile produce corrente continua e quindi, se necessario, occorrono adeguati sistemi elettrici di potenza per convertirla in corrente alternata.

Le celle a combustibile si differenziano secondo la natura chimica dell'elettrolita e la temperatura di funzionamento. Le celle che sviluppano temperature comprese tra 60 e 200°C sono dette a bassa-media temperatura, mentre quelle ad alta temperatura possono raggiungere anche 1000°C, e ovviamente pongono maggiori problemi tecnologici e di gestione della sicurezza. Queste ultime sono utilizzate per applicazioni che richiedono elettricità e calore. Una cella a combustibile è un dispositivo ad elevata efficienza di conversione energetica, il cui rendimento è poco dipendente dal carico e dalla taglia dell'impianto. È inoltre flessibile nell'uso dei combustibili di partenza (esistono celle a  $H_2$  ma anche a  $CH_4$  o altri idrocarburi), e ha impatto ambientale ridotto, con emissioni minime e bassa rumorosità.

La tecnologia dell'idrogeno è in rapido sviluppo, sia per applicazioni stazionarie (industrie, abitazioni, *etc.*) sia per sistemi mobili (trasporti). L'idrogeno molecolare può essere utilizzato per alimentare veicoli elettrici, utilizzando una cella a combustibile al posto della batteria di accumulatori, idea semplice ma che implica costi e pone sfide tecnologiche non ancora pienamente risolte. In fase liquida, oggi l'idrogeno è anche utilizzato a bordo dei veicoli spaziali per alimentare le celle a combustibile che forniscono l'energia elettrica necessaria per il funzionamento della strumentazione di bordo, e l'acqua prodotta può essere utilizzata dall'equipaggio.

Ai fini della produzione elettrica, le celle a combustibile offrono interessanti prospettive, poiché presentano caratteristiche energetiche ed ambientali che ne rendono potenzialmente vantaggiosa l'adozione, ovvero:

- hanno un rendimento elettrico elevato, compreso tra il 40% (celle a bassa temperatura) e il 60% (celle ad alta temperatura).
- presentano un impatto ambientale molto ridotto, sia come emissioni, sia di inquinamento acustico. Ciò renderebbe possibile costruire impianti per la generazione elettrica distribuita anche in zone residenziali.
- possibilità di cogenerazione di vapore o acqua calda, che potrebbe essere impiegato per usi sanitari, riscaldamento degli ambienti, *etc.*

Presso il polo tecnologico dell'università di Milano-Bicocca è stato realizzato un impianto pilota tra i più grandi del mondo (1,2 MW di potenza, entrata in funzione nel 1992), espressione di un progetto di una cittadella dell'idrogeno che non è mai stata realizzata. Purtroppo il costo per unità di energia prodotta è ancora oggi molto più elevato di quello tradizionale.

## **Trasporto, stoccaggio e distribuzione**

Oltre a dover essere prodotto, l'idrogeno molecolare deve essere trasportato e stoccato nei luoghi di consumo. Queste attività sono piuttosto difficoltose, a causa delle caratteristiche di questo gas, che è molto infiammabile, leggero e si disperde nell'aria con facilità. Lo stoccaggio e il trasporto sono aspetti che ancora limitano la possibilità di utilizzare l'idrogeno a larga scala. L'idrogeno molecolare può essere stoccato e trasportato in varie forme, quali quella liquida o gassosa, ma vi sono interessanti prospettive anche relativamente al suo possibile adsorbimento su materiali particolari; ogni tecnologia presenta

vantaggi e svantaggi, e tutte, se pur già sperimentate, anche in forma avanzata, richiedono notevoli sforzi di ricerca e sviluppo per l'impiego su larga scala, affidabile e competitivo dal punto di vista economico. Si pensi, ad es., alla realizzazione di una rete di distribuzione regionale e alla costruzione di un numero consistente di stazioni per il rifornimento degli autoveicoli.

Le tecnologie attuali permettono di poter trasportare l'idrogeno molecolare gassoso sia con autocisterne, sia con speciali condotte (idrogenodotti), due soluzioni che presentano costi molto diversi tra loro, per cui la soluzione migliore può essere determinata solo con analisi economiche e di mercato relative a singoli bacini di utilizzo. L'esperienza nel settore del trasporto del gas naturale potrebbe essere utilizzata anche per la realizzazione e l'esercizio di reti di distribuzione dell'idrogeno, che verosimilmente saranno analoghe alle attuali reti di trasporto del gas naturale. Le maggiori differenze saranno nei materiali utilizzabili e nei criteri progettuali delle stazioni di pompaggio; infatti, per ottimizzarne il trasporto, l'idrogeno richiede un diametro delle condotte e una pressione di esercizio maggiore rispetto al gas naturale. Idrogenodotti di taglia industriale sono oggi in esercizio in diverse nazioni: in Belgio esiste una rete di circa 600 km, per un totale, in Europa, di più di 1500 km, contro gli oltre 2600 km del Nord America.

Le reti di distribuzione dell'idrogeno molecolare liquido sono costose e di difficile gestione, e sono realizzate solo per applicazioni specializzate (combustibile di razzi per l'esplorazione spaziale, *etc.*). È possibile portare l'idrogeno molecolare in fase liquida raffreddandolo a 21 K ( $-253^{\circ}\text{C}$ ) mantenendolo a pressione di circa 5 bar. Questa tecnologia impone, oltre la costruzione di serbatoi speciali, anche un grande consumo di energia per la liquefazione: circa il 30% del contenuto energetico del combustibile, contro il 4-7% per l'idrogeno compresso. Le applicazioni nel settore automobilistico dell'idrogeno in fase liquida soffrono ancora di problemi legati alla sicurezza, come possibili perdite durante il riempimento dei serbatoi o in caso di collisione del veicolo.

Esiste anche la possibilità dello stoccaggio chimico. L'idrogeno molecolare può legarsi chimicamente con diversi metalli e leghe metalliche formando idruri, composti chimici in grado di intrappolare le molecole di idrogeno a pressioni relativamente basse (il gas penetra all'interno del reticolo cristallino del metallo) e di rilasciarlo a temperature più alte. Una tecnologia ancora sperimentale per l'accumulo dell'idrogeno molecolare riguarda l'utilizzo di nanostrutture di carbonio (nanotubi e nanofibre di carbonio), che permettono

di immagazzinare le molecole di idrogeno al loro interno. Scoperte all'inizio degli anni Novanta, queste nanostrutture stanno rivelando interessanti capacità di applicazione in questo settore.

## **Autoveicoli a idrogeno**

Le tecnologie della mobilità basate sull'idrogeno, come si è già accennato, sono orientate: 1) alla riprogettazione di motori endotermici tradizionali (con cilindri e pistoni), alimentati a idrogeno molecolare invece di benzina o gasolio (soluzione che non costringe a ripensare radicalmente la tecnologia dei veicoli); 2) alla progettazione di veicoli elettrici alimentati non da batterie di accumulatori, ma da una cella a combustibile.

Uno dei principali vantaggi delle celle a combustibile rispetto ai motori endotermici tradizionali è il loro rendimento. Se i motori endotermici, a benzina o gasolio, hanno un rendimento di poco superiore al 20%, le celle a combustibile permettono un rendimento utile per la trazione di oltre il 50%. Inoltre, nel ciclo di traffico urbano il rendimento dei veicoli ad idrogeno è circa il doppio di quello delle automobili tradizionali, e il gas di scarico è costituito solo da vapor d'acqua, quindi con impatto ambientale pressoché nullo.

Le caratteristiche delle celle a combustibile permettono teoricamente di costruire veicoli con taglie molto diverse (biciclette, autovetture, autobus, motrici ferroviarie, *etc.*) utilizzando la stessa tecnologia. Ad oggi, il limite per la diffusione delle applicazioni dell'idrogeno alla mobilità, non solo urbana, è costituita dall'intera filiera dell'idrogeno: dalla produzione, al trasporto, alla distribuzione, ai punti vendita nonché – fondamentale – ai sistemi di stoccaggio dell'idrogeno a bordo dei veicoli, per garantire un'autonomia adeguata alle necessità del mercato.

Il modo più semplice ed economico per trasportare e stoccare l'idrogeno molecolare è sotto forma di gas compresso a 200-250 bar, e oltre. Le bombole sono il sistema di trasporto più semplice, ma sono limitate dal fatto che, a parità di energia stoccata, l'idrogeno impone la costruzione di serbatoi di maggior peso e ingombro rispetto a quelli attuali. Infatti, anche se compresso, l'idrogeno molecolare rimane sempre in fase gassosa, e sembra che occorran serbatoi di volume triplo rispetto a quelli del metano o anche dieci volte più grandi rispetto a quelli di veicoli a benzina o gasolio. Tale tecnologia non è facilmente applicabile al settore dei trasporti, a causa del peso e dell'ingombro dei serbatoi, e pone un serio

limite all'autonomia di percorso e alla capacità di carico di automobili o mezzi pesanti. Lo stoccaggio a bordo in forma liquida è, teoricamente, quella che meglio si adatterebbe alle necessità della mobilità, ma per ora la complessità e i costi del sistema, inclusa la logistica della distribuzione e del rifornimento non offrono prospettive di applicazione immediate.

### ***Power-to-gas: il futuro?***

Il termine *power-to-gas* indica una serie di tecnologie e processi mirati a convertire i surplus di energia elettrica prodotta da FER in combustibili gassosi, come idrogeno, ma anche metano, gas di sintesi (*syngas*) o anche GPL ottenuti con appositi processi che riescono a combinare idrogeno e CO<sub>2</sub> recuperata da gas di scarico di impianti tradizionali. Ovviamente, questi combustibili gassosi possono essere utilizzati per i più svariati usi, come produzione di calore, elettricità, o utilizzati come materie prime per l'industria chimica. Si tratta di metodi innovativi di trasporto e stoccaggio dell'energia, che si cerca di sviluppare in vista del continuo aumento della produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, come l'eolico e il solare fotovoltaico. Come è noto, infatti, non è quasi mai possibile consumare tutta l'energia elettrica prodotta nello stesso istante in cui è generata, per cui il possibile sviluppo di modalità di stoccaggio elettrico fattibili dal punto di vista sia tecnico, sia economico, sembra oggi una delle chiavi fondamentali dei sistemi energetici del futuro.

L'accumulo elettrico tramite batterie di accumulatori, nonostante i recenti sviluppi delle batterie al litio che si è visto nell'ultimo decennio, non permette ancora di gestire flussi energetici a grande scala industriale, se non a costi elevati e a irrisolti problemi di reperimento dell'elemento litio che, sebbene sia presente in piccola concentrazione in quasi tutte le rocce ignee, in salamoie naturali e nell'acqua di mare (0,1-0,2 ppm), è presente solo in pochissimi giacimenti minerari specifici.

Ad oggi, l'unica possibilità di accumulo elettrico a grande scala è rappresentato dalla tecnologia, ormai ben consolidata, del pompaggio in impianti idroelettrici, che però sono scarsamente diffusi e legati a specifiche caratteristiche morfologiche del territorio (a questo riguardo si veda il Capitolo 10).

Di grande interesse è però la tecnologia *power-to-gas* che permette di produrre idrogeno per via elettrochimica (mediante opportuni elettrolizzatori) utilizzando l'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e non

programmabili. Questo idrogeno “verde” può essere utilizzato come materia prima di base per l'industria chimica “verde”, per la generazione elettrica con celle a combustibili o direttamente nel settore della mobilità e dei trasporti. Relativamente al settore trasporti, si è già visto che questo utilizzo richiede un'articolata e complessa infrastruttura di distribuzione territoriale, la cui configurazione tecnologica è ancora in fase di studio, soprattutto per ciò che riguarda i costi di opportunità.

Relativamente alla riconversione elettrica dell'idrogeno verde tramite celle a combustibile (tecnologia *power-to-power*, in effetti una possibilità di stoccaggio), si ricorda che oggi il rendimento complessivo del processo è inferiore a quello di un sistema a batterie di accumulatori. Se le batterie hanno rendimenti prossimi all'80%, a seconda del tipo di elettrolizzatore e di cella a combustibile, il rendimento totale di questo ipotetico sistema si attesta tra il 40 e il 60%. Ciononostante, la conversione dell'elettricità in idrogeno può essere conveniente sia in termini di dimensioni dell'impianto, sia di capacità di immagazzinamento dell'energia, anche per tempi molto più lunghi rispetto alle batterie, a patto che si risolvano ulteriormente i vari problemi tecnologici legati allo stoccaggio dell'idrogeno.



## CAPITOLO 4

### IL RUOLO DEGLI IDROCARBURI NELLA SOCIETÀ CONTEMPORANEA

Lo sviluppo della civiltà tecnologica del XX secolo, in particolare dagli anni Cinquanta in poi, in coincidenza con il forte sviluppo industriale ed economico successivo alla fase di ricostruzione avviata dopo la seconda guerra mondiale, è stato caratterizzato da una richiesta ed un consumo di energia in forte crescita, tendenza ancor oggi in atto. Contemporaneamente, con la scoperta delle enormi riserve di petrolio del Medio Oriente, contraddistinte da costi di produzione relativamente contenuti, nello scenario energetico mondiale si è progressivamente consolidato il ruolo degli idrocarburi, prima il petrolio e poi il gas naturale, a fronte di un minore impiego del carbone. Questa tendenza è proseguita anche nel XXI secolo, grazie anche alle scoperte di numerose altre aree ricche di giacimenti di idrocarburi, come le aree *offshore* dell'Africa occidentale e del Mare del Nord, il Golfo del Messico, il Brasile, il Mediterraneo orientale, senza dimenticare la Russia, la Cina e gli stati ex-URSS (Kazakistan, Turkmenistan, Azerbaigian). Inoltre, agli inizi del nuovo millennio si sono presentati alla ribalta delle risorse energetiche gli idrocarburi non convenzionali di Canada, USA e Venezuela (*shale gas, tight oil, tar sands*, etc., si veda il Capitolo 7) di cui è ancora difficile prevedere esattamente le ripercussioni in ambito economico, geopolitico e di cambiamento dei possibili paradigmi energetici del pianeta.

La disponibilità di greggio e dei suoi derivati a prezzi stabili o addirittura decrescenti in termini reali, ha comportato un continuo allargamento dei mercati di utilizzo dei prodotti petroliferi in sostituzione del carbone, principalmente come materia prima per il settore dei trasporti e per l'industria petrolchimica. L'affermazione dei prodotti dell'industria petrolifera ha però anche favorito, in alcune aree

geografiche strategiche (ex Unione Sovietica, Europa occidentale), lo sviluppo e la diversificazione degli impieghi del gas naturale, inizialmente usato solo per uso termico industriale e civile, e in seguito anche per la generazione termoelettrica.

Dal 1860 in poi i consumi energetici mondiali sono aumentati enormemente, mutando anche di origine. Infatti, se prima di tale data l'energia era prodotta per oltre l'80% da fonti rinnovabili (legname, energia idrica, eolica ed animale), oggi questa percentuale si è ridotta al 14%. Oggi, oltre l'85% dell'energia è prodotta da combustibili fossili e nucleari, con una forte prevalenza di gas naturale e petrolio, che forniscono oltre il 50% dell'energia consumata nel mondo, percentuale che in Italia supera l'80%.

L'aumento del consumo pro-capite di energia è di solito considerato un indicatore economico positivo; tuttavia esso può essere considerato tale solo se riesce ad aumentare lo stato di benessere della popolazione attuale senza compromettere i bisogni delle future generazioni, secondo la ben nota definizione di "sviluppo sostenibile" proposta da G.H. Brundtland (*Our Common Future*, 1987). Ciononostante, nel campo delle risorse non rinnovabili ciò significa la razionalizzazione della produzione dalle fonti primarie, per rendere disponibili parte di tali risorse per il futuro, almeno sino a quando non potranno essere sostituite da altre fonti a condizioni accettabili dal punto di vista della tutela ambientale, del costo e del dovere morale di fornire energia a prezzi accessibili a tutti i paesi, e non solo ad una minoranza privilegiata.

Questa formulazione del problema è tuttavia semplicistica. Il punto fondamentale non è garantire che le generazioni future abbiano accesso a tutte le singole risorse, compito in realtà impossibile, bensì lasciare a coloro che verranno dopo di noi le conoscenze ed il capitale che consentano loro di godere di una qualità della vita nel complesso almeno pari alla nostra.

Il problema non è quindi lasciare in eredità alle generazioni future una società più o meno ricca di petrolio, bensì una società in cui la produzione di energia sarà più o meno costosa, e quindi disponibile secondo il reddito dei vari Paesi. Se la nostra Società, mentre fa uso sfrenato di carbone, petrolio e gas, sviluppa nel contempo beni, conoscenze tecnologiche, e capitali, in grado di ridurre i costi dell'utilizzo di altre fonti energetiche, essa sarà una Società migliore di quella che lascia sì il combustibile fossile nel sottosuolo, ma trascura al contempo il suo stesso sviluppo.

A questo proposito, oggi si pongono due problemi: 1) con l'attuale aumento demografico e, conseguentemente, dei consumi energetici, per quanto tempo gli idrocarburi potranno rispondere ai bisogni dell'umanità? 2) quali sono le pressioni ambientali legate alla produzione ed all'utilizzo dei combustibili fossili in generale, e quali potrebbero essere le possibili forme di mitigazione?

## Industria petrolifera

L'industria petrolifera si occupa dei processi globali di esplorazione, produzione, trasporto, stoccaggio, raffinazione, distribuzione e vendita di idrocarburi naturali liquidi e gassosi, ovvero petrolio greggio e gas naturale. Gli idrocarburi, oltre a costituire le materie prime di base dell'industria chimica per la produzione di materie plastiche, fibre tessili, coloranti, medicinali, solventi, fertilizzanti, antiparassitari, *etc.*, rappresentano oggi la maggior fonte energetica del pianeta, e sono ancora la fonte chiave che garantisce la mobilità di persone e merci. Oltre il 60% dell'energia primaria necessaria oggi al mondo proviene da greggio e gas naturale, e ciò costituisce un fattore critico per molte nazioni dal punto di vista economico, geopolitico e della sicurezza nazionale. L'industria petrolifera, considerata singolarmente, a livello mondiale è la maggior industria in termini di valore economico. Essa è convenzionalmente suddivisa in tre settori principali (Tab. I), che riflettono le peculiarità tecniche, organizzative e gestionali di ciascun segmento: il settore *upstream* (E&P, *Exploration and Production*), il settore *midstream* e il settore *downstream* (R&M, *Refining & Marketing*, che include il settore petrolchimico).

Settore	Principali attività
<b><i>Upstream</i></b> Esplorazione e produzione (E&P)	Valutazione di progetti di esplorazione in nuove aree Acquisizione dei titoli di legge (licenze, permessi, etc.) Esecuzione delle attività di esplorazione petrolifera Perforazione dei pozzi Sviluppo dei giacimenti Produzione di greggio e/o gas Vendita all'ingrosso
<b><i>Midstream</i></b> Trasporto e stoccaggio	Trasporto di greggio e/o gas naturale in condotta Trasporto di greggio via nave Trasporto del gas naturale via nave (filiera GNL) Stoccaggio del gas naturale Gestione dei sistemi primari di trasporto gas
<b><i>Downstream</i></b> Raffinazione e marketing (R&M) e settore petrolchimico	Raffinazione del greggio Industria petrolchimica Commercializzazione dei prodotti petroliferi Distribuzione e vendita al dettaglio

Tab. I. Organizzazione generale dell'industria petrolifera, in settori, o macro-aree verticali.

Il settore *upstream* si occupa delle fasi tecnologiche e industriali poste a monte della catena produttiva di greggio e gas naturale. Le aziende del settore *upstream* (le “*Oil Company*”, compagnie petrolifere, sia pubbliche, sia private), stipulano contratti con gli Stati sovrani interessati a promuovere la ricerca e produzione di idrocarburi. Tali contratti regolano l’ottenimento dei permessi legali per poter compiere ricerche in ben determinate aree del territorio dello stato ospitante (indifferentemente, a terra o a mare), e definiscono gli accordi per il piano di investimenti, per la suddivisione degli utili in caso di scoperta, nonché dei vari aspetti legali e commerciali. Definiti i contratti e ottenuti i titoli di legge per poter operare in una certa area al fine di compiere ricerche per poter individuare, sperabilmente, accumuli commerciali di idrocarburi, le compagnie petrolifere si occupano sia della gestione imprenditoriale e tecnica dell’explorazione geologica e geofisica del sottosuolo, sia delle fasi progettuali e di ingegneria necessarie per eventualmente estrarre (“produrre”, in gergo tecnico) gli idrocarburi contenuti nei giacimenti (perforazione dei pozzi, costruzione dei centri di trattamento, infrastrutture per la spedizione dei prodotti, *etc.*). Come si vedrà in seguito, si tratta di uno dei settori industriali a maggior rischio finanziario e geopolitico (vista anche l’alta volatilità del prezzo del petrolio), ma anche uno di quelli a massimo ritorno sugli investimenti.

Il settore *midstream* si occupa del trasporto e dello stoccaggio del greggio e del gas naturale, quest’ultimo sempre più strategico, perché è unanimemente considerato il combustibile fossile che accompagnerà l’attuale fase di transizione energetica verso fonti sempre più rinnovabili (“fonte ponte”). Il trasporto di greggio e gas è realizzato con oleodotti, gasdotti o navi. Il gas può essere trasportato anche con tecnologie più complesse e costose, ad es. tramite navi dette “metaniere”, qualora il gas sia stato preventivamente liquefatto (GNL, o LNG, *Liquefied Natural Gas*) oppure fortemente compresso (CNG, *Compressed Natural Gas*).

Il trasporto degli idrocarburi dalle aree in cui sono ubicati i giacimenti fino agli utilizzatori finali (mercato) è un fattore di rilevanza strategica, cui sono talvolta legate tensioni o instabilità di natura geopolitica nei Paesi produttori o nelle regioni interessate dalle infrastrutture tecnologiche di trasporto.

Lo sviluppo della tecnologia è oggi rivolto al trasporto su lunga distanza, poiché le nuove riserve sono sempre più lontane dai mercati, come le zone artiche e subartiche, le aree più interne dei continenti o in aree *offshore* sempre più remote. Il trasporto su lunga distanza è un aspetto critico della strategia esplorativa delle compagnie petrolifere, ed è condizionato dalla fattibilità tecnica e dalla competitività economica delle soluzioni di trasporto a disposizione. Proprio per questo,

nell'ambito delle attività complessive dell'industria petrolifera, le fasi di produzione e trasporto non sono divise, ma perfettamente integrate tra loro.

Il trasporto su lunghe distanze è realizzato con due metodologie: 1) con cisterne, via terra (su strada e/o ferrovia) o via mare con navi petroliere *tanker* o gasiere (LNG *carrier*); 2) con reti di condotte (*pipeline*) che collegano i siti di produzione con le aree di consumo.

La scelta tra questi due tipi principali di trasporto dipende non solo da fattori geografici, ma anche dal costo di investimento, di esercizio e dalla sicurezza dell'approvvigionamento, sia in termini tecnici (affidabilità, accessibilità e sostenibilità ambientale dell'infrastruttura), sia in termini strategici, interconnessi con gli eventi geopolitici verificatisi a cavallo del millennio nelle aree più ricche di idrocarburi (Medio Oriente, Russia e altri paesi ex sovietici).

La soluzione cisterna è "flessibile", ha costi di investimento iniziale contenuti e costi di esercizio molto elevati poiché è legata alla disponibilità di infrastrutture adeguate, quali porti, strade e ferrovie. Essa è perciò spesso adottata per trasportare il greggio su distanze terrestri medio-brevi, o il greggio e il gas naturale liquefatto sulle lunghe distanze marittime, anche intercontinentali.

La soluzione condotta è un'opzione "rigida" e "fissa", ha costi di investimento iniziale piuttosto elevati, ma ha costi di esercizio di norma non troppo onerosi. Un fattore decisivo nella scelta dell'opzione condotta è rappresentato dalla maggiore o minore stabilità politica dei Paesi che la dovranno ospitare, visto che si tratta di una struttura "fissa". Infatti, se pur interrata o sottomarina, una condotta è sempre vulnerabile e riconoscibile, e ciò rende praticamente impossibile organizzare una protezione attiva ed efficace lungo il suo lungo percorso all'interno di territori o Paesi ostili. Il settore del trasporto di idrocarburi o di prodotti petroliferi in condotta non è molto noto all'opinione pubblica, poiché le condotte sono interrate o sottomarine e non interferiscono, o non dovrebbero interferire, con le attività civili. Esso viene però alla ribalta quando un evento accidentale provoca forti danni all'ambiente o alla salute delle persone. Per l'industria petrolifera, le condotte sono un investimento da gestire con grande cura, poiché sono le principali direttrici dell'importazione dai mercati esteri e contribuiscono alla distribuzione capillare dell'energia sul territorio. Si ricorda che le condotte sono anche gli elementi infrastrutturali portanti della politica energetica di un Paese.

Un altro segmento operativo del *midstream* è lo stoccaggio stagionale del gas naturale, di norma in giacimenti di gas esauriti, per il suo utilizzo nei momenti di consumo di punta, cioè nei mesi invernali. Lo stoccaggio è una necessità connessa

alla tipologia tipica dei contratti di fornitura legati ai grandi gasdotti che collegano i produttori ai consumatori. Questi contratti sono detti *take or pay* e hanno la caratteristica di non essere troppo flessibili sulla quantità fornita nell'arco dell'anno. In pratica, lo sbilanciamento dei consumi di gas normalmente esistente sia su base giornaliera, sia su base annua, non è gestito dal fornitore (come nelle utenze domestiche), bensì dall'importatore. Nel secolo scorso, i contratti totalmente *take or pay* prevedevano essenzialmente l'acquisto di un volume annuo di gas sotto il vincolo della portata massima del metanodotto; qualora l'importatore non avesse ritirato tutto il volume di gas previsto, era comunque tenuto a pagare la quantità contrattuale. Ecco quindi la necessità, anche economica, di poter stoccare le quantità di gas eccedenti dei mesi estivi per poterle utilizzare nei mesi invernali quando la quantità contrattuale potrebbe non bastare per i consumi (si pensi agli usi domestici per il riscaldamento in un inverno particolarmente lungo e rigido). Oggi i contratti *take or pay* sono meno rigidi rispetto al passato, ma comunque per il buon funzionamento del settore del gas naturale è indispensabile avere dei punti di stoccaggio collocati nei pressi del mercato.

Infine, 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 benzina, gasolio, GPL, *jet fuel*, olio combustibile, lubrificanti, *etc.* Infatti, il greggio non è un prodotto finito, direttamente utilizzabile così come esce dal sottosuolo, bensì è una materia prima "grezza", e deve perciò essere lavorata in raffineria e trasformata in prodotti finali utili. Al settore *downstream* spesso si associano anche le cosiddette industrie petrolchimiche che, partendo da prodotti petroliferi di base lavorati in raffineria, sono in grado di realizzare l'enorme gamma di prodotti sintetici derivati dal petrolio o dal gas naturale, ad es., plastiche, fertilizzanti, fibre tessili, prodotti medicinali, cosmetici, agrofarmaci, *etc.* L'immagine più familiare ed ultima del settore *downstream* è però la stazione di servizio degli automobilisti, posta al termine della catena della distribuzione e commercializzazione dei carburanti.

## **Risorse, riserve, produzione e consumi**

“Le risorse sono tutto ciò che costituisce un elemento primario, fondamentale e insostituibile per la vita. Il termine sottintende il significato di utilità, in relazione a soggetti che se ne avvalgono; relativamente alla vita umana, l'utilità è connessa

al valore che gli uomini gli attribuiscono, ed è quindi funzione della cultura, delle tradizioni e di espressioni etiche. Il concetto di risorsa non è assoluto e immutabile, ma è un concetto temporalmente e spazialmente relativo, nel senso che il valore che l'uomo attribuisce ad esso cambia nel tempo e nei differenti luoghi del pianeta” (C. Bertani, *Energia, natura e civiltà*, 2003). Le risorse energetiche sono utili perché permettono di utilizzare e controllare consistenti flussi di energia termica e meccanica, acqua fluente, vento, carbone, gas, greggio, uranio, fluidi geotermici, biomasse, *etc.*, ovvero risorse “materiali”, ma anche elettromagnetica, come la radiazione solare, che si può considerare immateriale.

Per le risorse energetiche fossili (greggio, gas, carbone) e per le materie prime (metalli, minerali, materiali da costruzione), esiste una distinzione fondamentale tra le “risorse”, che sono le quantità di materiali la cui esistenza è indicata come probabile, ma la cui consistenza non è ancora stata riconosciuta con certezza, o non sono ancora sfruttabili a costi competitivi, e le “riserve”, che sono le quantità di materiali già identificati e sfruttabili in maniera economicamente competitiva con le tecnologie oggi disponibili. Le riserve sono quindi un sottoinsieme delle risorse. In altre parole, le riserve sono i materiali di cui già conosciamo il volume, l'esatta localizzazione e che sono economicamente sfruttabili con le attuali tecnologie, mentre le risorse sono l'insieme delle riserve, delle riserve non ancora scoperte e delle riserve non convenientemente sfruttabili con le attuali tecnologie.

Ogni stima o valutazione delle riserve di qualunque materia prima è un numero che quantifica un'immagine “istantanea” delle informazioni disponibili sulla quantità producibile (massa o volume, indifferentemente), mentre è più difficile, se non impossibile, fare un inventario accurato della quantità totale di materie prime esistenti, ovvero le risorse. In entrambi i casi, la valutazione di queste quantità può essere stimata tramite approcci di tipo probabilistico, tenendo ben presente gli ampi margini di incertezza, che devono essere quindi valutati caso per caso. In generale, la stima delle risorse è affetta da margini di incertezza molto maggiori rispetto alle riserve.

In modo semplificato, le riserve di idrocarburi indicano il volume di gas naturale o di greggio oggi contenuto nel sottosuolo che potrà essere prodotto nel futuro mediante l'applicazione delle tecnologie già esistenti, con un costo compatibile con le attuali condizioni economiche, ovvero il prezzo di mercato di greggio o gas (prezzo attuale o prevedibile a breve o medio termine, dell'ordine di pochi anni, e nelle attuali condizioni contrattuali). In linguaggio tecnico, e con qualche ulteriore semplificazione necessaria per gli scopi di questo testo, si definiscono “riserve

certe” (o provate, P1) i volumi di idrocarburi già identificati e tecnicamente ed economicamente producibili con ragionevole certezza, con probabilità maggiore del 90%. Le “riserve probabili” (P2) sono invece quelle producibili con probabilità maggiore del 50%, mentre le “riserve possibili” (P3) sono quelle producibili con probabilità molto minore del 50%.

Relativamente agli idrocarburi, l'attività esplorativa è volta a mettere in luce “nuove scoperte”, ovvero zone del sottosuolo contenenti volumi di roccia serbatoio sature di idrocarburi. Al termine degli studi esplorativi è possibile calcolare con ragionevole certezza il volume di roccia serbatoio, e quindi il volume degli idrocarburi che contengono; tecnicamente si tratta del cosiddetto volume degli “idrocarburi originali in posto” (OHIP, *Original Hydrocarbons In Place*).

Gli idrocarburi sono contenuti nei pori della roccia serbatoio, e occorre quindi mettere in pratica una serie di operazioni complesse e di costruire infrastrutture (pozzi, impianti, *etc.*) per poter recuperare e trasportare in superficie la maggior quantità possibile degli idrocarburi in posto. Come in qualsiasi processo tecnologico, le operazioni di recupero degli idrocarburi da un giacimento hanno un rendimento (molto) minore del 100%, che dipende da vari fattori, e in particolare dalle caratteristiche petrofisiche della roccia serbatoio, dalla natura chimico-fisica dei fluidi contenuti nei pori e dalla distribuzione delle pressioni in giacimento. Si definisce “fattore di recupero” (RF, *Recovery Factor*) il rapporto tra il volume cumulativo di idrocarburi che sarà prodotto a fine vita utile del giacimento e il volume degli idrocarburi originali in posto (OHIP). Il fattore di recupero è molto variabile, e dipende da giacimento a giacimento; come riferimento, si consideri un fattore di recupero dell'ordine di 0,3 per i giacimenti di petrolio, e un fattore di recupero dell'ordine di 0,8 per i giacimenti di gas. Al momento della scoperta di un nuovo giacimento, la quantità di riserve P1 è stimata moltiplicando il volume degli idrocarburi originali in posto per un fattore di recupero di prima ipotesi:

$$\text{Riserve P1} = \text{RF} \times \text{OHIP}$$

Anche il valore di RF è affetto da incertezze, e quindi nelle fasi iniziali di un progetto di sviluppo di un campo petrolifero si utilizzano di norma valori molto conservativi.

La valutazione della disponibilità futura di materie prime (energetiche o non energetiche) è legata al loro prezzo di mercato (attuale o prevedibile), al costo degli investimenti in ricerca operativa (esplorazione di nuove aree o nuove stime su aree già parzialmente sfruttate) e delle nuove tecnologie che potranno rendersi disponibili. Re-

lativamente ai combustibili fossili, si utilizza un indicatore che aiuta a superare queste incertezze: si tratta del rapporto R/P (*static range*, in termine tecnico), dove R indica le riserve attuali e P la produzione annua attuale. Questo rapporto è utilizzato da aziende e agenzie governative per fare considerazioni sulla disponibilità futura di una risorsa, al fine di determinare la durata di un eventuale nuovo progetto, la quantità di investimenti necessari, il suo reddito futuro, l'occupazione che potrà generare, *etc.*

Essendo R un volume, e P un volume per unità di tempo, l'unità di misura del rapporto R/P è un tempo; ad es., se si esprime R in m<sup>3</sup>, e P in m<sup>3</sup>/anno (come da comune pratica tecnica), allora dimensionalmente il rapporto R/P esprime un numero di "anni". Un'interpretazione semplicistica del rapporto R/P ha portato a molte false previsioni dell'imminente "esaurimento del petrolio", previsioni che sono state fatte sin dai primi anni di sviluppo dell'industria petrolifera, nata nella seconda metà del 1800. Ciò è stato particolarmente vero negli USA, dove il rapporto R/P si è posizionato tra 10 e 20 anni, dal 1920 in poi. Molti inesperti hanno erroneamente interpretato questo valore (e molti errano ancora oggi) come il numero di anni entro cui l'offerta petrolifera si esaurirà, ovvero la "fine del petrolio". In realtà, è vero che ogni anno si consumano ben determinati volumi di idrocarburi, prelevati dalle riserve, ma contemporaneamente cresce anche il numero delle riserve, grazie agli investimenti in attività esplorativa, che mettono in luce continuamente nuove scoperte di nuovi giacimenti (tecnicamente, si parla di rimpiazzo delle riserve, *reserve replacement*). Almeno, ciò è quanto è successo fino ad oggi, dove l'investimento delle compagnie petrolifere in attività esplorativa è sempre stato ripagato da nuove scoperte. La Tabella II riporta una breve serie storica a livello mondiale relativa alla stima delle riserve P1, della produzione e del rapporto R/P di greggio e gas naturale.

	2000		2010		2019	
	Greggio	Gas	Greggio	Gas	Greggio	Gas
R	1233	158.593	1618	194.908	1663	205.728
Riserve P1	Gbbl	Gm <sup>3</sup>	Gbbl	Gm <sup>3</sup>	Gbbl	Gm <sup>3</sup>
P	75	2402	83	3154	95	3794
Produzione	Mbbl/ giorno	Gm <sup>3</sup> /anno	Mbbl/ giorno	Gm <sup>3</sup> /anno	Mbbl/ giorno	Gm <sup>3</sup> /anno
R/P <i>Static range</i>	45	66	53	62	47	54

Tab. II. Gli idrocarburi nel mondo. Stima delle riserve P1, della produzione e del rapporto R/P relative a petrolio greggio e gas naturale. Gbbl = miliardi di barili; Mbbl = milioni di barili. Rielaborato da dati ENI 2019.

Le riserve certe di idrocarburi dipendono dal volume dei giacimenti già scoperti, dalle tecnologie di esplorazione e di produzione, nonché dal prezzo di vendita. L'aumento delle riserve è, da una parte, legato alla scoperta di nuovi giacimenti, e dall'altra all'introduzione di nuove tecnologie per aumentare il fattore di recupero, ossia il rapporto tra il volume del petrolio greggio effettivamente producibile e quello in posto, oggi oscillante tra il 5-10% e il 35-40%. Un'altra possibilità è l'ulteriore sviluppo di tecnologie per la produzione dei cosiddetti "idrocarburi non convenzionali". Vista la forte crescita dell'economia in molti paesi, la richiesta di energia potrebbe subire forti incrementi a breve termine, e di conseguenza, se non interverranno nuove fonti di energia, la richiesta di combustibili fossili dovrebbe aumentare considerevolmente. Ovviamente, sia le riserve che la produzione di idrocarburi, nonché il fabbisogno di energia, variano nel tempo. Oggi, da una parte si ritiene che le riserve possano ancora aumentare per alcuni anni, per poi iniziare forse a decrescere, mentre dall'altra si prevede che la domanda tenderà ad aumentare, con un gradiente forse anche molto superiore all'attuale. Se gli idrocarburi saranno chiamati a contribuire allo scenario energetico con l'intensità attuale, le riserve dovranno aumentare in proporzione, oppure saranno destinate ad esaurirsi molto più rapidamente di quanto non sia oggi prevedibile. In questo settore, lo sviluppo tecnologico è quindi essenziale per incrementare il numero delle riserve.

La Figura 1 illustra i primi 10 produttori mondiali di greggio, in ordine di importanza, e la percentuale della loro produzione rispetto a quella mondiale. La Figura 2 mostra gli stessi dati relativi al gas naturale.

La produzione di greggio è concentrata per oltre il 50% nelle tre tradizionali aree produttive, il Medio Oriente, la Russia ed il Nord America. In futuro, si ritiene che avranno sempre maggior rilievo l'America Latina (grazie al contributo di Venezuela, Messico, Brasile e Colombia), l'Africa occidentale (aree *offshore*), la Cina e le Repubbliche Centro-Asiatiche (Kazakistan, Azerbaigian), dotate di ingenti riserve petrolifere, la cui valorizzazione vede fortemente impegnate le compagnie petrolifere occidentali.

Le più importanti aree di produzione di gas naturale sono gli USA, la Russia, i paesi del golfo Persico, che insieme forniscono oltre il 50% della produzione mondiale. Di rilievo è inoltre la produzione di Canada, Cina, Norvegia, Algeria e Australia, nonché quella di alcuni paesi emergenti dell'ex-Unione Sovietica, in particolare. Kazakistan, Turkmenistan e Uzbekistan.

Secondo questi dati, la crescita della domanda di energia non sembra ostacolata da problemi di disponibilità fisica di petrolio e gas naturale. Occorre però

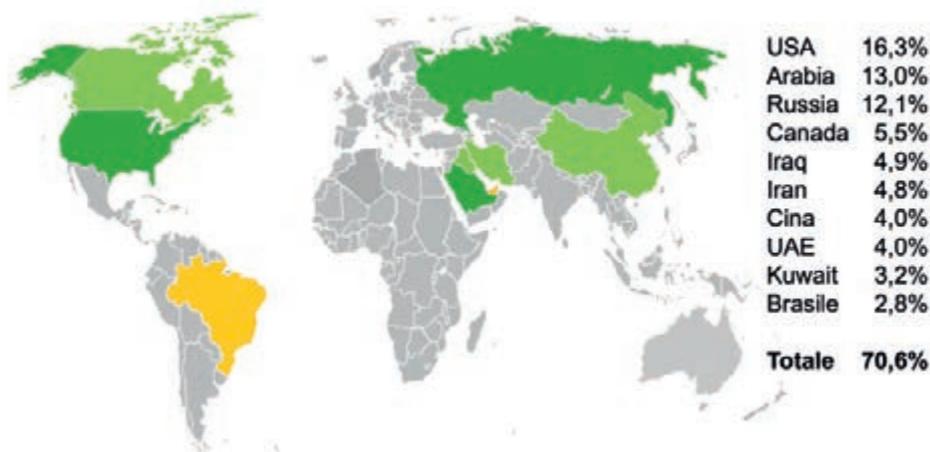


Fig. 1. Primi dieci produttori mondiali di petrolio greggio (“Top 10”), e percentuale della loro produzione rispetto a quella mondiale. Rielaborato da dati ENI 2019.

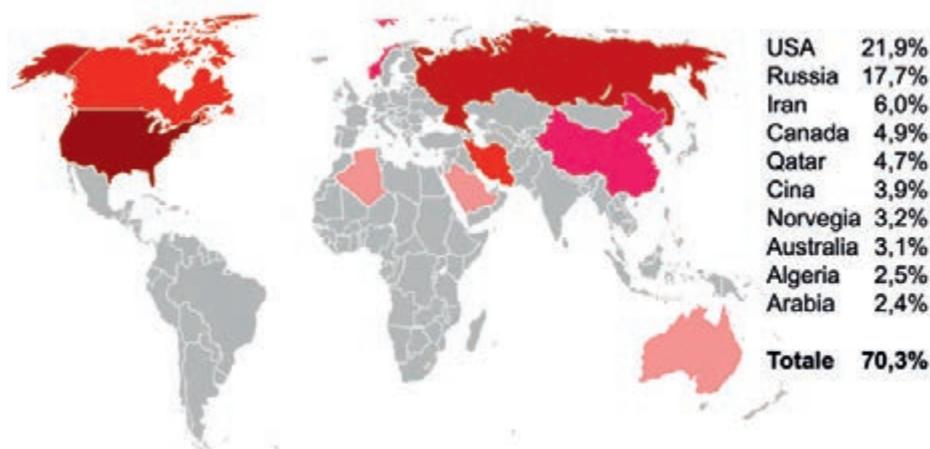


Fig. 2. Primi dieci produttori mondiali di gas naturale (“Top 10”), e percentuale della loro produzione rispetto a quella mondiale. Rielaborato da dati ENI 2019.

tener presente che la domanda di energia cresce a ritmi sostenuti, in particolare in paesi come Cina, India e Brasile (che da soli rappresentano un terzo della popolazione mondiale) e non bisogna inoltre dimenticare che gli idrocarburi sono risorse non rinnovabili, rispetto alle quali esiste, nel lungo termine, un limite alla loro disponibilità. Limite, peraltro, difficilmente quantificabile con sufficiente sicurezza.

In altri termini, se da un lato, a fronte della crescente domanda di idrocarburi, non esistono attualmente particolari problemi nel garantire un flusso adeguato di

offerta, è d'altro canto importante sottolineare la necessità di un continuo rimpiazzo delle riserve, in condizioni che, peraltro, tendono a diventare sempre più "di frontiera" e tali, quindi, da richiedere tecnologie più complesse e costose. In questo quadro si colloca, in una prospettiva di medio-lungo termine, la difficile sfida dell'industria petrolifera, impegnata in un continuo miglioramento delle proprie capacità tecnologiche e gestionali, per essere in grado di identificare e produrre, a condizioni commercialmente competitive, gli idrocarburi che devono essere ancora scoperti, oltre a migliorare il fattore di recupero dai giacimenti esistenti.

Un altro punto critico del futuro scenario energetico è rappresentato dal problema dell'impatto ambientale dei consumi energetici, che comporterà profondi cambiamenti nella scelta delle fonti primarie e delle tecnologie di trasformazione e di utilizzo, con particolare riferimento al ruolo che potrebbe essere assunto dalle fonti rinnovabili (idroelettrico, solare termico, solare fotovoltaico, eolico, biomasse, geotermia).

## **Produzione degli idrocarburi in Italia**

In Italia, dal punto di vista autorizzativo, le attività dell'industria petrolifera sono distinte in due aree principali: l'esplorazione e la produzione (o coltivazione), e si inquadrano nel diritto minerario vigente, il Regio Decreto 29 luglio 1927, n. 1443, che contiene norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere, categoria entro cui ricadono anche gli idrocarburi. In Italia, i giacimenti di idrocarburi, così come quelli delle materie prime minerali di "prima categoria" definite nel citato R.D., sono patrimonio indisponibile dello Stato (articolo 826 del Codice Civile). Essi sono proprietà dello stato, ovvero "beni comuni" di interesse pubblico nazionale, che non è possibile alienare, e sono sottoposti a un sistema giuridico demaniale. Tuttavia, lo Stato italiano non è impegnato direttamente nella ricerca e nella loro gestione industriale, che lascia in concessione ad imprese private.

Pertanto, le attività minerarie sono realizzate da imprese pubbliche e private in un regime giuridico di concessione attraverso l'attribuzione di un titolo minerario temporaneo, e possono essere realizzate solo sotto stretto controllo delle pubbliche amministrazioni. I soggetti industriali che possono richiedere titoli minerari devono dimostrare di possedere le adeguate competenze tecniche ed economiche relative al progetto cui sono interessati, al fine di poter garantire una gestione oculata e rivolta al maggior recupero possibile dei beni del sottosuolo, che rimangono

di primario interesse pubblico. In pratica, lo Stato “concede” a un soggetto industriale il diritto di produrre e commercializzare i beni del sottosuolo, in cambio di una certa aliquota fisica di prodotto (*royalty*), in aggiunta all’imposizione della fiscalità ordinaria tipica di ogni attività produttiva. “Il concessionario è soggetto al rispetto dei programmi di lavoro, al pagamento di canoni proporzionati alla superficie coperta dai titoli minerari e al pagamento di *royalties*, proporzionate alle quantità di idrocarburi prodotte” (Fonte: MISE).

Il termine *royalties* indica il pagamento di un corrispettivo allo Stato per poter produrre un dato bene ai fini commerciali; esse sono quindi la remunerazione di diritti ceduti a terzi, e sono applicate al valore della produzione. Le *royalties* per le produzioni in terraferma sono attualmente del 10%. Il calcolo delle *royalties* dovute è effettuato come corrispettivo in denaro, conteggiato sui prezzi medi del mercato del greggio e del gas. Le *royalties* per le produzioni in terraferma sono ripartite per il 55% alle Regioni, il 30% allo Stato e il 15% ai Comuni. Attualmente, in alcune Regioni del Sud Italia (tra cui la Basilicata, il maggior produttore italiano di greggio) la quota assegnata allo Stato (30%) è ulteriormente versata nelle casse regionali. Relativamente alla produzione di idrocarburi *offshore*, nel mare territoriale (entro le 12 miglia nautiche) le *royalties* sono ripartite tra lo Stato (45%) e la Regione adiacente (55%), mentre oltre tale limite vanno tutte allo Stato. In Italia, il sistema di prelievo fiscale sull’attività di coltivazione degli idrocarburi combina *royalties*, canoni, tassazione specifica e imposte sul reddito della società; in totale, la fiscalità è ben oltre il 60%.

Di seguito si danno alcuni cenni sulle norme che regolano l’assegnazione dei titoli minerari per la ricerca e la produzione di idrocarburi in Italia. “Le attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sono disciplinate dalla Legge 11 gennaio 1957, n. 6 e successive modifiche ed integrazioni; i titoli minerari sono conferiti con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico. La Legge prevede tre tipologie di titoli minerari:

- Permessi di prospezione. “Titoli minerari non esclusivi finalizzati allo studio generale di vaste aree di territorio; non è previsto un limite di estensione dell’area interessata dalla prospezione; il titolo ha un periodo di vigenza massima di un anno e consente esclusivamente l’acquisizione di dati geologici e geofisici, senza l’ausilio di perforazioni” (Fonte: MISE 2020).
- Permessi di ricerca. “Titoli minerari esclusivi che possono essere richiesti su aree con un’estensione massima di 750 km<sup>2</sup>; la stessa area può essere richiesta da più operatori petroliferi in regime di concorrenza. Oltre al primo periodo

di vigenza della durata di 3 anni sono previsti due possibili ulteriori periodi di proroga della durata di 3 anni ciascuno; è anche prevista, per motivate ragioni, la sospensione del decorso temporale. Nel permesso di ricerca, oltre all'acquisizione di dati geofisici, è possibile effettuare uno o più pozzi esplorativi; nel caso il pozzo esplorativo dia esito positivo, e venga quindi individuato un nuovo giacimento, l'operatore può presentare un'istanza di concessione di coltivazione che, una volta conferita, consente la messa in produzione del giacimento stesso" (Fonte: MISE 2020). L'elevata estensione dell'area di un permesso di ricerca non deve trarre in inganno, poiché è determinata per assegnare ad un operatore l'autorizzazione alla ricerca in esclusiva in quella determinata area. Per l'esecuzione di un pozzo esplorativo sono necessarie ulteriori autorizzazioni da parte dell'Ufficio Minerario Idrocarburi e Georisorse (UNMIG), del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (procedura di VIA), e delle Amministrazioni Regionali e Locali. I pozzi sono perforati in porzioni di territorio occupate da un "cantiere di perforazione", di estensione compresa tra 1 e 2 ha (ettari) per i cantieri più grandi. Di norma, la perforazione di un pozzo ha una durata temporale di poche settimane o pochi mesi, al massimo un anno o poco più nel caso dei pozzi più profondi. Se il pozzo esplorativo ha esito negativo, l'area occupata è ripristinata e restituita all'uso precedente. Se il pozzo esplorativo ha invece esito positivo, e si individua un nuovo giacimento, l'operatore può chiedere la "concessione di coltivazione".

- Concessioni di coltivazione. "Titoli minerari esclusivi, richiesti su una porzione di area del permesso di ricerca in cui è stato rinvenuto un nuovo giacimento, dell'estensione massima di 300 km<sup>2</sup>. Oltre al primo periodo di vigenza di 20 o 30 anni sono previsti ulteriori periodi di proroga di 10 e 5 anni. Nell'ambito di una concessione di coltivazione possono essere svolte tutte le attività inerenti la produzione di idrocarburi come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento" (Fonte: MISE 2020). Le attività di produzione hanno come obiettivo l'estrazione della risorsa, a terra e in mare (*offshore*). Per la produzione sono necessarie infrastrutture fisse, quali pozzi di produzione, oleodotti, gasdotti, stoccaggi e impianti per il trattamento dei fluidi estratti per renderli conformi alle norme commerciali, i cosiddetti "centri olio" e le "centrali gas". La Concessione è rilasciata all'Operatore che ne faccia richiesta, dopo aver ottenuto il riconoscimento della scoperta di un giacimento sfruttabile economicamente, con Decreto

del MISE d'intesa con la/le Regioni interessate e dopo aver ottenuto il parere del Ministero dell'Ambiente (procedura di VIA, Valutazione di Impatto Ambientale). Solo il conferimento della Concessione di coltivazione consente l'avvio della fase industriale di produzione del giacimento stesso.

*Utilizzo e occupazione del territorio.* Il rilascio della Concessione di Coltivazione non implica che tutta l'area concessa possa essere interamente sottoposta alla costruzione di infrastrutture di produzione. Al contrario, gli impianti di produzione occupano solo una frazione minima dell'area rilasciata in concessione. Il resto dell'area è concepito a protezione degli interessi dell'operatore, come una sorta di "area di rispetto" intorno al giacimento. Le attività industriali di produzione si svolgono dunque su aree limitate, che sono state quantificate come segue (MISE e Assorisorse 2013):

- i centri olio (escluse le piazzole dei pozzi) hanno dimensioni comprese tra 0,6 e 18,2 ha;
- le centrali gas (escluse le piazzole dei pozzi) hanno dimensioni comprese tra 0,1 e 6,4 ha;
- le piazzole dove sono ubicati i pozzi hanno una dimensione massima dell'ordine di 1-2 ha, ma in molti casi l'area è molto più piccola.

La Tabella III riassume il rapporto tra le aree in concessione e le aree effettivamente occupate dagli impianti di produzione: l'area totale netta di territorio italiano de-

	GREGGIO		GAS NATURALE		TOTALE
	A terra	Offshore	A terra	Offshore	
Numero delle concessioni	16	6	118	60	200
Area delle concessioni	197.700 ha	178.600 ha	732.300 ha	716.900 ha	18.254 km <sup>2</sup>
Area media delle concessioni	12.356 ha/conc.	29.767 ha/conc.	6.206 ha/conc.	11.948 ha/conc.	91 km <sup>2</sup>
Aree occupate dagli impianti di trattamento o dalle piattaforme offshore	90 ha	1,2 ha	88,8 ha	8,9 ha	1,9 km <sup>2</sup>

*Tab. III. Rapporto tra le aree in concessione e le aree effettivamente occupate dagli impianti di produzione (rielaborato da dati Assomineraria, Rapporto Ambientale 2013 e MISE-UNMIG 2012). Oggi la superficie delle aree delle concessioni è minore del 20% rispetto al 2012, ed ammonta a poco più di 14.500 km<sup>2</sup>.*

stinata agli impianti di produzione ammonta a poco meno di 190 ha (meno di 1,9 km<sup>2</sup>), cui vanno aggiunte le aree delle piazzole a terra in cui sono ubicati i pozzi.

Le attività di produzione *offshore* si svolgono con piattaforme e/o navi di appoggio. Le dimensioni dell'impronta territoriale delle piattaforme vanno da qualche decina di m<sup>2</sup> ai circa 0,5 ha della piattaforma Vega A, la più grande installata in Italia. Sempre in Italia, esistono oggi solo due navi operative d'appoggio, le FSO (*Floating Storage and Off-loading units*) Leonis e Alba Marina, a servizio dei campi di Vega e Rospo), che occupano un'area di circa 1 ha ciascuna.

*Produzione e riserve.* Attualmente, in Italia le principali aree di produzione di idrocarburi sono la Valle Padana, la Basilicata, la Sicilia, nonché alcune zone *offshore* dell'Alto, Medio e Basso Adriatico, mar Jonio e Canale di Sicilia.

I giacimenti di greggio più importanti oggi in produzione (anno 2020) sono localizzati in Basilicata (campo di Val d'Agri e Tempa Rossa) e in Sicilia (campo di Gela e l'*offshore* prospiciente la costa meridionale della Sicilia). La Val d'Agri ospita il più grande giacimento di greggio ubicato a terra dell'Europa occidentale, con alcuni campi già sviluppati (concessione Val d'Agri) e altri in via di sviluppo (giacimento di Tempa Rossa entrato in produzione a fine 2020). I giacimenti *offshore* in produzione si trovano invece nel mare Adriatico (giacimento di Rospo Mare, tra Vasto e Termoli) e in Sicilia (giacimenti di Perla e Prezioso, di fronte a Gela, giacimento di Vega, al largo di Pozzallo). Tutti i giacimenti di greggio *offshore* sono in fase finale di produzione.

I giacimenti di gas più importanti oggi in produzione (anno 2020) si trovano nell'*offshore* dell'Alto, Medio e Basso Adriatico. I giacimenti della Pianura Padana sono in fase finale di produzione, e alcuni sono stati convertiti in giacimenti di stoccaggio di gas naturale. Un consistente numero di giacimenti di gas (riserve stimate in oltre 40 miliardi di Sm<sup>3</sup>) è stato scoperto nell'*offshore* prospiciente la regione Veneto, tra la foce del Po e la foce del Tagliamento. In quest'area l'attività mineraria è stata cautelativamente sospesa a metà degli anni 1990, in attesa che si chiariscano gli effetti delle deformazioni del sottofondo marino e costiero eventualmente indotti da un'eventuale produzione di gas.

Nel 2019 l'Italia ha prodotto 5 miliardi di m<sup>3</sup> di gas naturale e 4,27 milioni di tonnellate di petrolio greggio, contro un consumo di 70 miliardi di m<sup>3</sup> di gas e 60 milioni di tonnellate di greggio. Ciò significa che l'Italia ha prodotto circa il 7% del proprio fabbisogno di gas e il 7% del fabbisogno di greggio. Il 60% del gas nazionale è prodotto in mare, nell'*offshore* adriatico, e solo il restante è prodotto a terra, essenzialmente in Basilicata e Puglia. Il petrolio greggio è prodotto princi-

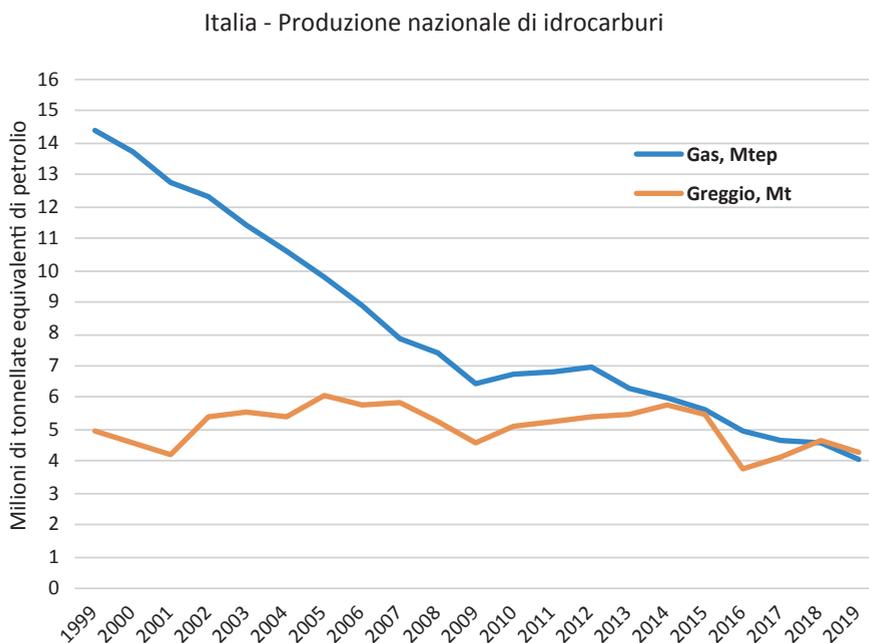
palmente a terra (90%), dal grande giacimento della Val d'Agri, in Basilicata, e da produzioni minori dai giacimenti siciliani. La Figura 3 riporta il grafico della serie storica della produzione nazionale di idrocarburi (anni 1999-2019).

Le riserve certe italiane di idrocarburi ammontano a 45 Gm<sup>3</sup> di gas naturale e 72 Mt di greggio. Le riserve di gas sono ubicate sia a terra che *offshore* (55 e 45%, rispettivamente), mentre quelle di greggio sono ubicate quasi totalmente a terra. La Tabella IV riporta i dati analitici delle riserve certe, possibili e possibili suddivisi per aree geografiche. Negli ultimi 20 anni, i dati delle riserve italiane di gas naturale evidenziano una costante riduzione, dovuta principalmente al ridotto numero di nuovi ritrovamenti, non sufficienti per compensare i volumi prodotti. L'andamento delle riserve di greggio si sono invece mantenute costanti.

<b>Riserve di Gas Naturale (milioni di m<sup>3</sup>)</b>			
	<i>Certe</i>	<i>Probabili</i>	<i>Possibili</i>
Nord Italia	2.286	2291	243
Centro Italia	192	571	21
Sud Italia	21.804	24.037	12.916
Sicilia	1.073	356	455
Totale terra	25.355	27.256	13.635
Zona A	6.417	5.287	1.770
Zona B	6.493	4.727	1.272
Zone C, D, E, G	7.511	8.633	3.235
Totale mare	20.421	18.646	6.277
<b>TOTALE</b>	<b>45.775</b>	<b>45.901</b>	<b>19.912</b>

<b>Riserve di petrolio (migliaia di tonnellate)</b>			
	<i>Certe</i>	<i>Probabili</i>	<i>Possibili</i>
Nord Italia	330	8	0
Centro Italia	36	0	0
Sud Italia	63.574	75.942	50.472
Sicilia	5.243	3.721	2.753
Totale terra	69.183	79.670	53.255
Zona B	2.106	660	0
Zona C	1.615	260	242
Zona F	0	0	0
Totale mare	3.721	920	242
<b>TOTALE</b>	<b>72.904</b>	<b>80.590</b>	<b>53.467</b>

Tab. IV. Riserve di idrocarburi in Italia al 31 dicembre 2019 (rielaborato da UNMIG databook 2020).



*Fig. 3. serie storica della produzione nazionale di idrocarburi (1999-2019). La produzione di greggio è espressa in milioni di t (Mt), quella di gas in milioni di t equivalenti di petrolio (si ricorda che 1000 m<sup>3</sup> gas naturale equivalgono a 0,819 tep).*

*Rielaborato da dati MISE (UNMIG databook 2020).*

Per un paese povero di risorse energetiche, si tratta di quantità di idrocarburi non trascurabili, anche perché queste produzioni potrebbero essere suscettibili di aumenti rilevanti, viste le riserve nazionali, cui si potrebbe accedere per mezzo di maggiori investimenti delle industrie del settore. In Italia si potrebbe incrementare notevolmente la produzione di petrolio e di gas, sia promuovendo nuove campagne esplorative (a terra o a mare), sia utilizzando giacimenti già scoperti e non ancora messi in produzione. Ciò permetterebbe di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, ridurre le spese per l'approvvigionamento di idrocarburi dall'estero, nonché contribuire allo sviluppo economico del territorio, utilizzando – tra l'altro – tecnologie molto spesso sviluppate da Aziende italiane. Nel nostro paese sono coinvolte in questa attività centinaia di imprese di alto valore tecnologico con migliaia di addetti e non sarebbe affatto semplice, e nemmeno auspicabile, uscire dal settore dall'oggi al domani.

Negli ultimi 10 anni, questa battaglia imprenditoriale si è ormai quasi del tutto conclusa con una sconfitta per le risorse nazionali. Infatti, sono anni che nei territori a terra e a mare di giurisdizione italiana non si perforano più pozzi esplorativo alla ricerca di nuovo gas e nuovo petrolio: l'ultima perforazione *offshore* risale all'anno 2008. L'Italia, dopo aver vissuto nel dopoguerra una epopea di grandi scoperte (soprattutto di gas) e di innovazioni tecnologiche, è, nel terzo millennio, quasi priva di investimenti per la ricerca di nuovi giacimenti perché le aziende petrolifere preferiscono operare altrove evitando il "pantano burocratico e dei divieti" italiano. Un indubbio ostacolo per gli investimenti è il braccio di ferro tra Stato Centrale e Regioni che furono investite a suo tempo (titolo quinto della Costituzione emendata nel 2001) di un ruolo approvativo o di veto su questioni energetiche. Il Governo ha cercato, senza successo, con l'art. 38 del Decreto Legge n. 133/2014 "Sblocca Italia" di tornare ad essere il motore approvativo principale delle attività nel settore e sembrava anche propenso a studiare la rimozione della proibizione di attività petrolifere entro le 12 miglia nautiche dalla costa (22 km) per ridare slancio alla ricerca. Il Decreto confermava agli idrocarburi nazionali un "carattere di interesse strategico, di pubblica utilità, urgenti e indifferibili".

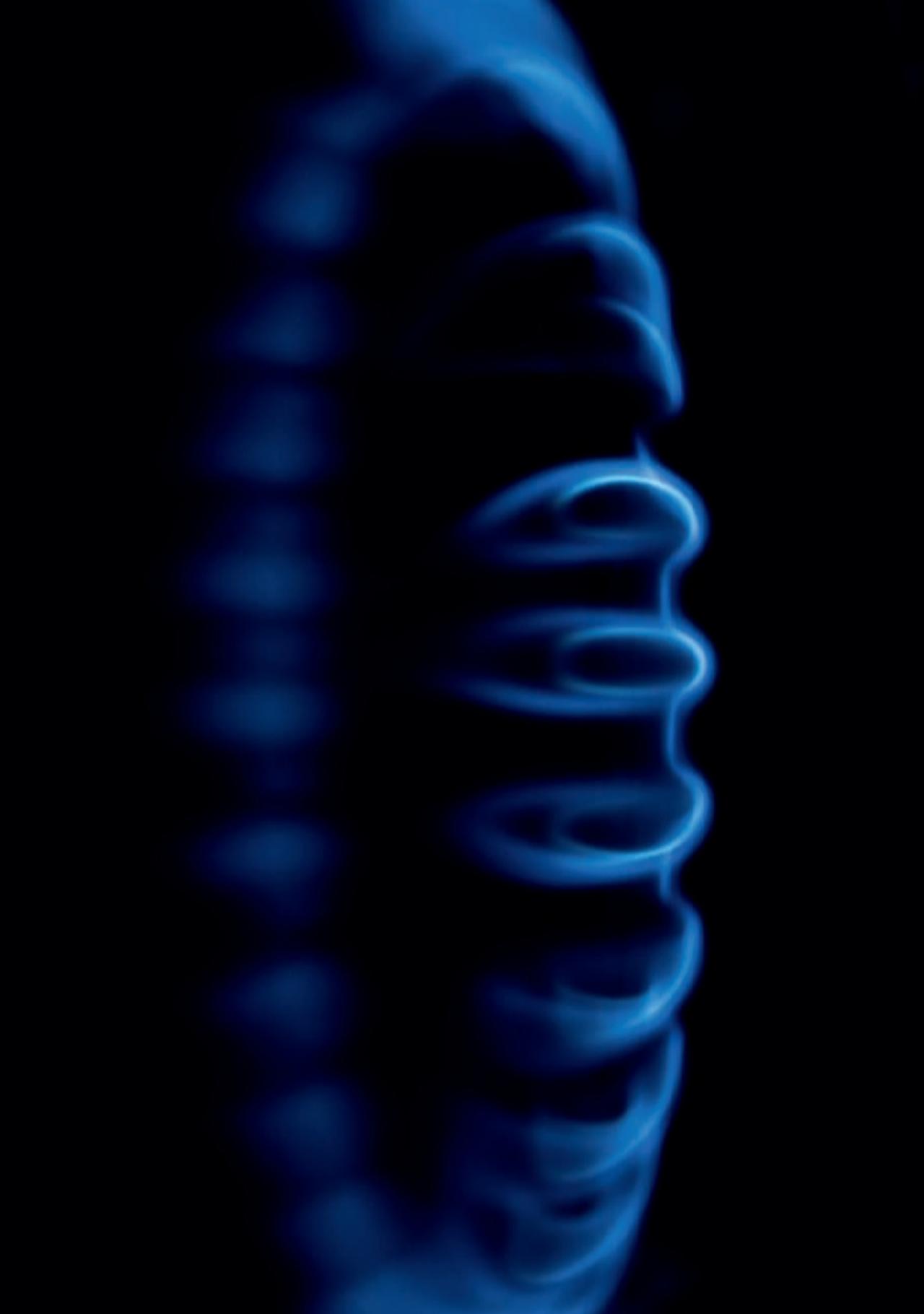
Il Governo ha nuovamente proposto una variazione del "titolo quinto" anche nel Referendum Costituzionale del dicembre 2016, ma i risultati sono stati ancora negativi. Tutto è, quindi, rimasto come prima con un effetto ulteriormente depressivo sugli investimenti. Paradossalmente, se ci fosse la possibilità di continuare a fare ricerca ci sarebbero ancora quantità non trascurabili di idrocarburi da scoprire e da produrre.

È opinione diffusa, ma superficiale, che sia preferibile comperare totalmente le fonti fossili all'estero visto che comunque la produzione nazionale copre "solo" circa il 5% dei nostri fabbisogni interni di energia. Così facendo, creiamo ricchezza e posti di lavoro altrove senza minimamente cambiare i termini del problema ambientale a livello globale, inoltre, ci esponiamo totalmente a decisioni energetiche prese da altri Paesi. Il cosiddetto "Referendum Trivelle" dell'aprile 2016, che ha suscitato polemiche politiche e passioni ambientali, ha sicuramente contribuito ad un'insolita attenzione e visibilità per la ricerca e produzione di idrocarburi italiani.



**PARTE II**

**COMBUSTIBILI FOSSILI  
E NUCLEARE**



## CAPITOLO 5

### IL GAS NATURALE, FONTE-PONTE PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA

I numeri del gas naturale nel mondo <sup>1</sup> – anno 2019				
Energia primaria	Generazione elettrica	Produzione <sup>2</sup> annua (P)	Riserve certe (R)	Rapporto R/P
24%	23,1%	3794 Gm <sup>3</sup>	205.728 Gm <sup>3</sup>	54 anni

Il gas naturale, analogamente al greggio, è un combustibile fossile che si trova in giacimenti del sottosuolo sotto forma di una miscela di idrocarburi a composizione variabile. Normalmente, il costituente principale è il metano (CH<sub>4</sub>), seguito da altri idrocarburi semplici della serie paraffinica (etano, propano butano), ma possono essere presenti anche da altri gas come CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S e, in qualche caso, gas rari come He, Rn e Kr. Le miscele di gas naturale che contengono principalmente metano si dicono “secche”, mentre se sono presenti anche idrocarburi più complessi (propano e butano, principali costituenti del GPL, vedi oltre) sono dette “umide”. La Tabella I indica i tipici intervalli di variazione nella composizione del gas naturale in giacimento.

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazioni dati Eni e BP.

<sup>2</sup> In ambito commerciale, in Italia i volumi del gas naturale si esprimono in Sm<sup>3</sup> (m<sup>3</sup> standard) e le portate in Sm<sup>3</sup>/d (Sm<sup>3</sup> al giorno). Il termine “Standard” è riferito alle condizioni termodinamiche di misura, in questo caso temperatura T = 15°C (temperatura ambiente) e pressione P = 1,01325 bar (pressione atmosferica). Se non diversamente specificato, tutti i volumi e le portate di gas naturale indicate in questo studio sono riferite alle condizioni Standard.

Metano (C <sub>1</sub> )	CH <sub>4</sub>	70-98%
Etano (C <sub>2</sub> )	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	
Propano (C <sub>3</sub> )	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0-20%
Butano (C <sub>4</sub> )	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
Anidride carbonica	CO <sub>2</sub>	0-10%
Ossigeno	O <sub>2</sub>	0-0,2%
Azoto	N <sub>2</sub>	0-5%
Acido solfidrico	H <sub>2</sub> S	0-5%
Gas rari	He, Ne, Ar, Xe	tracce

Tab. I. Esempio di composizione media di una miscela di gas naturale in giacimento.

Il metano è l'idrocarburo con la struttura molecolare più semplice. Tra tutti gli idrocarburi, il metano possiede il più alto rapporto tra idrogeno e carbonio (H/C), che è quasi doppio rispetto agli altri idrocarburi. Per questo motivo, a parità di energia prodotta durante la reazione di combustione, il metano produce più acqua e meno CO<sub>2</sub> rispetto a tutti gli altri combustibili fossili, rendendolo il più “pulito” tra gli idrocarburi.

In condizioni di pressione e temperatura Standard il metano ha una densità pari a 0,678 kg/m<sup>3</sup>, quindi è più leggero dell'aria; inoltre, è incolore, inodore e di per sé non è tossico. Miscelato con aria, è infiammabile solo se la sua concentrazione è compresa tra 5% e 15%: per concentrazioni minori del 5%, la quantità di metano non è sufficiente per la combustione, mentre per concentrazioni maggiori del 15% non c'è abbastanza ossigeno per sostenere la reazione. In condizioni Standard, 1 m<sup>3</sup> di gas naturale ha un contenuto energetico di circa 38 MJ, ovvero ha un potere calorifico di oltre 8000 kcal/m<sup>3</sup>, pari a quello di circa 1,2 kg di carbone oppure di circa 0,8 kg di petrolio.

Come per qualunque altra miscela di gas, il passaggio del gas naturale allo stato liquido avviene per diminuzione di temperatura o aumento di pressione. Il punto critico del metano (composto puro) si trova a T<sub>c</sub> = 190,6 K (-82,6°C), P<sub>c</sub> = 4,6 MPa; a pressione atmosferica, se raffreddato a -161,4°C, esso passa in fase liquida (Temperatura di ebollizione). Al contrario, le miscele di propano e butano hanno una temperatura critica maggiore della temperatura ambiente, e passano in fase liquida per effetto del solo aumento di pressione anche a temperatura prossima a quella ambiente. Tali miscele sono quindi note come “gas liquefacibili”, o

GPL (Gas di Petrolio Liquefatto), che è di fatto una miscela di alcani a basso peso molecolare (vedi oltre).

In ordine di tempo, il gas naturale è stata l'ultima fonte di energia fossile affermata a livello mondiale. Ai tempi delle prime scoperte commerciali di idrocarburi (1859), il gas prodotto insieme al greggio non era utilizzato, soprattutto quando si trovava in luoghi lontani da possibili centri di utilizzo, e l'unica alternativa era bruciarlo in prossimità dei pozzi di produzione. Infatti, in assenza di un mercato, o se un mercato è troppo lontano, non è economicamente giustificabile l'investimento per la costruzione di una condotta (fissa) per il suo trasporto. In questo modo, in passato sono andati perduti migliaia di miliardi di m<sup>3</sup> di gas naturale.

Fortunatamente, negli ultimi 60 anni la situazione è cambiata: il gas naturale è oggi al terzo posto nei consumi di energia mondiali ed è la fonte fossile con le maggiori prospettive di crescita, anche in virtù del suo ruolo nella transizione energetica. Negli anni Settanta, con la nascita delle grandi infrastrutture di trasporto per l'importazione e l'esportazione del gas naturale tra paesi produttori e paesi consumatori, si definirono i tipici accordi contrattuali che ancora oggi contraddistinguono il mercato.

## **Utilizzi del gas naturale**

L'Italia è tra i pochi Paesi in cui il gas naturale è stato valorizzato fin dai primi anni della sua scoperta, prima in Val Padana, nei primi anni Cinquanta, e poi nell'*offshore* Adriatico, a partire dagli anni Settanta. Il gas naturale nazionale ha dato un forte contributo allo sviluppo economico e industriale del nostro Paese nel Dopoguerra. Nel resto del mondo, però, l'utilizzo diffuso del metano è iniziato solo verso la fine del secolo scorso, grazie alla continua costruzione di reti di metanodotti che hanno reso possibile ed economicamente vantaggioso il suo trasporto. L'intera Europa è oggi attraversata da una fitta rete di metanodotti interrati, un sistema di trasporto ideale, economico, sicuro e a basso impatto ambientale.

### *Produzione di energia elettrica*

In Italia, ma non solo, negli ultimi 30 anni il gas naturale si è imposto come il combustibile fossile preferito per la produzione di energia elettrica, grazie ai suoi benefici economici e ambientali. Fino agli anni Settanta-Ottanta la produzione

elettrica era orientata al carbone e al nucleare, ma una concomitanza di fattori tecnologici, ambientali ed economici ha provocato uno spostamento del mix energetico verso il gas naturale, sia convertendo le tradizionali centrali a vapore, sia costruendo nuove centrali con tecnologie turbogas e a ciclo combinato (vedi il Capitolo 2), eventualmente con co-generazione di calore a bassa temperatura ( $< 100^{\circ}\text{C}$ ), che nelle centrali termoelettriche tradizionali è disperso nell'ambiente, con conseguente riduzione del rendimento.

### *Trasporti*

Il gas naturale è utilizzato anche come combustibile per autoveicoli. Oggi nel mondo si conta oltre un milione di autoveicoli alimentati a gas naturale, e le industrie automobilistiche investono risorse nella progettazione di nuove vetture che integrano questo tipo di alimentazione. Il gas naturale ha diversi vantaggi rispetto agli altri combustibili per autotrazione: brucia in modo più pulito, è meno tassato e ha un grado di sicurezza ormai ben dimostrato da decenni di miglorie tecniche. L'Italia possiede la rete di rifornimento di gas naturale per autotrazione più sviluppata di tutta l'Unione Europea, e si sta anche iniziando a utilizzare le miscele di gas naturale, opportunamente depurate, provenienti da impianti di produzione di biogas (vedi oltre).

### *Settore residenziale*

In questo settore, il gas naturale è utilizzato per il riscaldamento degli edifici, per la produzione di acqua calda sanitaria e per l'alimentazione delle cucine a gas. A partire dagli anni Settanta, gli impianti per il riscaldamento domestico a gas naturale hanno sempre più sostituito quelli alimentati a gasolio, quasi sempre centralizzati, permettendo di aumentare l'efficienza e ridurre le emissioni, spesso critiche nelle aree urbane molto popolate. Infatti, il gas naturale, oltre ad essere il combustibile più pulito, è anche quello più conveniente grazie a costi di gestione delle apparecchiature, molto più bassi rispetto, ad. es. al gasolio.

### *Industria petrolchimica*

Il gas naturale è sempre più impiegato anche come materia prima di base per l'industria petrolchimica, per la produzione di materie plastiche, idrogeno, ammoniaca, metanolo, *etc.* L'industria petrolchimica si basa attualmente soprattutto sulle olefine e sugli aromatici ottenuti dal greggio, rispettivamente per *steam cracking* e *reforming* di distillati intermedi; ciononostante, sta aumentando

l'interesse di questa industria verso il gas naturale per la produzione di prodotti chimici di base.

## **Transizione energetica e ruolo del gas naturale**

Tra i combustibili fossili, sembra ormai unanimemente accettato il fatto che il gas naturale, nel prossimo futuro, sia destinato ad un sempre più diffuso utilizzo, grazie alla sua relativa abbondanza in termini di riserve, e grazie soprattutto al fatto di essere relativamente “pulito”. Infatti, la sua combustione negli impianti attualmente esistenti libera la minor quantità di CO<sub>2</sub> rispetto a qualsiasi altro combustibile fossile, e per questo il suo utilizzo provoca un minor impatto ambientale. In particolare, la combustione del gas naturale produce emissioni di CO<sub>2</sub> inferiori del 25% rispetto alla benzina, del 16% rispetto al GPL, del 30% rispetto al diesel e del 70% rispetto al carbone. Se tecnicamente ben condotta, i residui della sua combustione non generano particolato (le famose “polveri sottili”) né contengono benzene, come invece accade nella combustione di benzina, gasolio o carbone. Tra i combustibili fossili, il gas naturale è quello il più “ecologico” e quindi più “sostenibile”, anche se, ovviamente, non è esattamente a “emissioni zero”.

Da quando la preoccupazione per i cambiamenti climatici è diventata dominante, l'obiettivo principale della politica energetica è diventato la “decarbonizzazione”, ovvero realizzare la cosiddetta “transizione energetica” diminuendo progressivamente il peso dei combustibili fossili che ancora oggi soddisfano più dell'80% dei consumi energetici mondiali. Questo processo sta già avvenendo in parte spontaneamente, guidato dalla convenienza economica di altre fonti energetiche primarie, quali le rinnovabili, in parte sotto la spinta di decisioni politiche. Tuttavia, è noto che il settore energetico è dotato di forte inerzia, e quindi la modifica del peso delle diverse fonti richiederà molti decenni.

Uno degli studi di riferimento nel campo dell'esplorazione del futuro energetico è il *World Energy Outlook* (WEO) che l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) pubblica ogni anno dal 1998. Questi studi esaminano in modo analitico tutti i fattori suscettibili di influenzare la dinamica della domanda e dell'offerta di energia e di presentare i risultati riassunti in alcuni scenari coerenti. Secondo il WEO 2018, vi sono varie ragioni per cui il gas naturale potrà essere il combustibile

chiave per implementare la transizione energetica: 1) la sua relativa abbondanza ed economicità; 2) la sua bassa impronta in termini di emissioni; 3) la sempre maggiore diffusione delle reti di trasporto, anche diverse dalla tradizionale opzione della condotta.

La fiducia dei mercati nell'aumento dei consumi di gas non è solo teorica, ma è confermata dai numerosi progetti GNL e CNG (gas naturale liquefatto e gas naturale compresso, rispettivamente) già avviati, in corso di realizzazione o programmati. Poiché si tratta di progetti molto costosi, essi testimoniano la fiducia nello sviluppo del mercato e nella competitività del gas. La crescita percentuale degli scambi di GNL, superiore a quelli via gasdotto, sembra anche destinata a modificare il mercato del gas, rendendolo sempre più simile a quello del greggio, con molti fornitori e molti acquirenti, non necessariamente legati da contratti a lungo termine.

Un importante elemento di fiducia nella crescita dei consumi di gas viene dal suo minore impatto ambientale rispetto ai combustibili concorrenti, soprattutto rispetto al carbone. In paesi come Cina e India il carbone è ancora ampiamente usato anche nel settore elettrico ed industriale, e una sua sostituzione con il gas aiuterebbe senz'altro a migliorare la qualità dell'aria delle grandi città. Se la lotta ai cambiamenti climatici proseguirà con le intenzioni attuali, è verosimile che il gas sostituirà sempre di più le centrali termoelettriche a carbone (un impianto a gas a ciclo combinato emette il 50% di CO<sub>2</sub> in meno rispetto a un impianto a carbone), senza trascurare le possibili scelte governative dei Paesi, come ad es. quella annunciata in Italia nel recente PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, 2020). Negli USA, la sostituzione del carbone con il gas nel settore elettrico non sembra favorito dall'intervento legislativo, ma dal fatto che ormai i bassi costi del gas, grazie alla *shale gas revolution*, hanno reso l'impiego di questa fonte più conveniente del carbone.

Se il gas sarà sempre più il concorrente del carbone nella produzione termoelettrica della transizione energetica, esso subirà però la concorrenza delle fonti rinnovabili (solare ed eolico) che nell'ultimo decennio hanno visto una forte riduzione dei costi. Non bisogna però dimenticare che, anche tecnicamente, il gas naturale rimane il combustibile che meglio si sposa alle fonti energetiche rinnovabili intermittenti (eolico e solare fotovoltaico) per garantire la continuità e la regolazione nella produzione e il dispacciamento elettrico.

Si vogliono ricordare anche ulteriori due segnali positivi che caratterizzeranno ed estenderanno l'impiego del gas naturale del prossimo futuro. Nel

settore della mobilità e dei trasporti, il GNL potrebbe sostituire i prodotti petroliferi, a partire non solo dal settore marittimo, che oggi usa prevalentemente olio combustibile (*bunker oil*) ben poco amico dell'ambiente, ma anche in quello dei trasporti terrestri con mezzi pesanti su gomma. Sono già in fase di sperimentazione avanzata autotreni alimentati a GNL. Il problema chiave dell'applicazione del GNL a questi settori è la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione locale di gas naturale sotto forma di GNL che, ricordiamo, va conservato a temperature criogeniche, inferiori a  $-160^{\circ}\text{C}$ . Infine, il settore del biogas (a questo riguardo si veda il cap. 13) che, pur con produzioni limitate ma sicuramente non trascurabili, potrebbe in futuro continuare a fornire un "gas naturale rinnovabile" sia per la produzione elettrica locale, con cogenerazione di calore, sia per la mobilità, fornendo, seppur in quantità modeste, un carburante locale a "kilometro quasi zero", il biometano.

## **Industria del gas naturale**

Il gas naturale si estrae da giacimenti geologicamente analoghi a quelli del petrolio greggio, e si utilizzano quindi le stesse metodologie dell'industria petrolifera (si veda la Tab. 1 del Capitolo 4). In natura, vi sono giacimenti che producono solo gas naturale ("giacimenti di gas"), ma anche numerosissimi giacimenti di greggio che erogano quantità commerciali di gas naturale: infatti, il greggio, in condizioni termodinamiche di giacimento, contiene in soluzione volumi molto abbondanti di gas naturale, il cosiddetto "gas associato".

Non esiste quindi un'attività di ricerca del gas naturale distinta da quella del greggio, ma si tratta di un'unica attività industriale: solo dopo la perforazione dei pozzi esplorativi è possibile accertare la natura dei fluidi presenti in giacimento, che potranno essere idrocarburi liquidi, gassosi o una miscela di entrambi. Se il giacimento produce prevalentemente idrocarburi allo stato gassoso, si parla di "giacimenti di gas". Se invece il giacimento produce idrocarburi liquidi, si parla di "giacimenti di greggio", cui però è sempre associata una produzione di gas naturale, spesso molto consistente: in questo caso, questo volume di gas è denominato "gas associato" (in giacimento si trovava disciolto nel greggio), ed è commercialmente e chimicamente identico a quello prodotto dai giacimenti di gas.

Come si è visto, il fluido erogato da un pozzo a gas è sì una miscela di idrocarburi, ma contiene sempre anche acqua, proveniente dal giacimento (in fase

liquida e in fase di vapore), e molto spesso anche gas diversi dagli idrocarburi, come  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$ , gas nobili e talvolta anche solfuro d'idrogeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), un contaminante nocivo, che deve essere rimosso prima della commercializzazione. A livello di classificazione tecnico-commerciale, si definiscono “gas secco” le miscele di gas naturale che contengono soprattutto  $\text{CH}_4$ , “gas umido” le miscele in cui sono presenti anche quantità significative idrocarburi superiori (come C2, C3, C4, *etc.*, eventualmente rimossi e commercializzati a parte), tipicamente il “gas associato” separato dal greggio, e il “gas acido”, miscele in cui è presente  $\text{H}_2\text{S}$ , che va rimosso prima della commercializzazione.

Per essere trasportato in condotta fino ai punti di utilizzo, il gas naturale deve rispondere a specifiche tecniche ben precise, dettate sia da norme di sicurezza, sia dai termini commerciali dalle compagnie che esercitano i metanodotti. Le caratteristiche del gas naturale oggetto delle clausole del contratto di acquisto da parte delle società di trasporto e distribuzione sono essenzialmente le seguenti: contenuto in vapor d'acqua (espresso come punto di rugiada); contenuto in idrocarburi liquidi o liquefacibili; contenuto in componenti corrosivi ( $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{CO}_2$ ); potere calorifico; pressione di vendita.

È necessario pertanto che il gas prodotto dai giacimenti sia sottoposto a un “trattamento di campo” prima di essere immesso in metanodotto. Ovviamente, i trattamenti variano sia a seconda della composizione del gas erogato dai pozzi, sia dalle norme fissate dalla società di trasporto e commercializzazione, ma essenzialmente sono trattamenti fisico-chimici impiegati per portare a norma commerciale il gas naturale.

Nel caso di campi a gas *offshore*, il trattamento è fatto di norma a terra, al punto d'arrivo della condotta di trasporto a terra, in impianti denominati “centrali gas”. Qui il gas passa prima attraverso separatori di alta pressione, nei quali si separa l'acqua liquida, e poi in separatori di bassa pressione, di poco superiore a quella del metanodotto principale di trasporto, dove avviene la separazione di un'ulteriore quantità di acqua condensatasi per salto di pressione. La rimozione delle ultime tracce d'acqua, necessaria per portare a norma il gas, è eseguita tramite semplici processi chimici, o mediante lavaggio con glicol dietilenico in torre di assorbimento, con assorbitori a letto solido o anche con le moderne tecnologie che utilizzano i sistemi di separazione a membrana. Se sono presenti anche gas corrosivi e tossici, come  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , devono anch'essi essere rimossi, normalmente tramite processi di assorbimento o adsorbimento.

### *Gas di petrolio liquefatti (GPL)*

I gas di petrolio liquefatti (GPL) sono miscele di molecole idrocarburiche a basso peso molecolare (tipicamente, alcani), la cui composizione include propano, butano e talvolta anche piccole percentuali di etano e di idrocarburi insaturi. Talvolta il GPL è erroneamente indicato anche come gas propano liquido, poiché il propano è il suo componente principale, ma tuttavia non è mai l'unico. Il GPL è prodotto liquefacendo gli alcani separati durante il trattamento di campo del "gas umido", poiché esso ha un valore commerciale maggiore rispetto al gas naturale. La quantità di GPL disponibile sul mercato è piuttosto elevata, sia perché il gas naturale in giacimento è spesso umido, soprattutto quello associato alla produzione del greggio, sia perché il GPL è anche prodotto durante le varie fasi di raffinazione del greggio.

Il GPL è molto infiammabile, ma non tossico. Ha un basso contenuto di zolfo, un'elevata resa energetica e, al pari del gas naturale, ha emissioni di CO<sub>2</sub> ridotte a parità di energia termica generata. Si ricorda comunque che il GPL è un derivato della produzione del gas naturale e del petrolio greggio, e non è quindi una fonte energetica primaria.

I componenti del GPL sono gassosi a temperatura e pressione atmosferica, e possono essere liquefatti a pressioni piuttosto ridotte, comprese tra 2 e 8 bar, riducendone il volume e rendendone economico il trasporto, che è comunque soggetto a stringenti normative sulla sicurezza. Una volta liquido, il GPL è commercializzato in bombole per uso domestico o industriale. La densità della miscela di GPL è circa 250 volte maggiore della sua densità allo stato gassoso. In questo modo, è possibile trasportarlo e stoccarlo in contenitori in pressione relativamente semplici e piccoli<sup>3</sup>. Il potere calorifico del GPL è pari a circa 46 MJ/kg

## **Trasporto del gas naturale**

Una volta che il gas naturale è stato reso a norma commerciale, inizia il suo viaggio verso le aree di consumo, segmento industriale oggi sempre più spesso denominato "mid-stream". Come si è già accennato varie volte, il gas naturale è

---

<sup>3</sup> Ad es., una bombola di GPL di 40 litri di capacità contiene una massa di gas liquefatto di circa 20 kg, se compresso tra 4 e 8 bar (0,4-0,8 MPa); una bombola di pari volume di gas naturale (metano), compresso però a oltre 200 bar (20 MPa) contiene una massa di soli 6 kg. Quindi, a parità di volume di stoccaggio, l'energia contenuta nella bombola di GPL è circa 3 volte più grande.

stata una fonte energetica che, per le sue peculiari caratteristiche chimico-fisiche, a temperatura e pressione ambiente si trova in fase gassosa e quindi, in tali condizioni, un volume unitario di gas ha un contenuto energetico circa 1000 volte inferiore rispetto ai combustibili in fase liquida o solida (greggio o carbone). Si ricorda ancora che, in condizioni Standard,  $1 \text{ m}^3$  di gas naturale ha un contenuto energetico di circa 38 MJ, ovvero ha un potere calorifico di oltre  $8000 \text{ kcal/m}^3$ , pari a quello di circa 1,2 kg di carbone oppure di circa 0,8 kg di petrolio.

Sviluppatosi inizialmente in ambito locale, il trasporto del gas naturale su grandi distanze è diventato un'esigenza solo alla fine degli anni 1950, per favorire l'importazione di gas canadese negli USA. In precedenza, l'industria petrolifera aveva sempre ritenuto poco competitivo il trasporto del gas naturale su lunga distanza, a causa dell'elevato costo di trasporto dell'unità di energia rispetto a quella contenuta negli idrocarburi liquidi. In passato, ciò ha anche portato a limitare l'attività di sviluppo dei giacimenti di gas naturale troppo lontani dal mercato. La questione energetica e le tensioni internazionali nei mercati tradizionali della fine del XX secolo hanno però portato a rivedere questa strategia.

Il problema del trasporto diventa quindi fondamentale nella cosiddetta "filiera" del gas naturale. Trasportare gas su lunghe distanze è costoso, e le opzioni

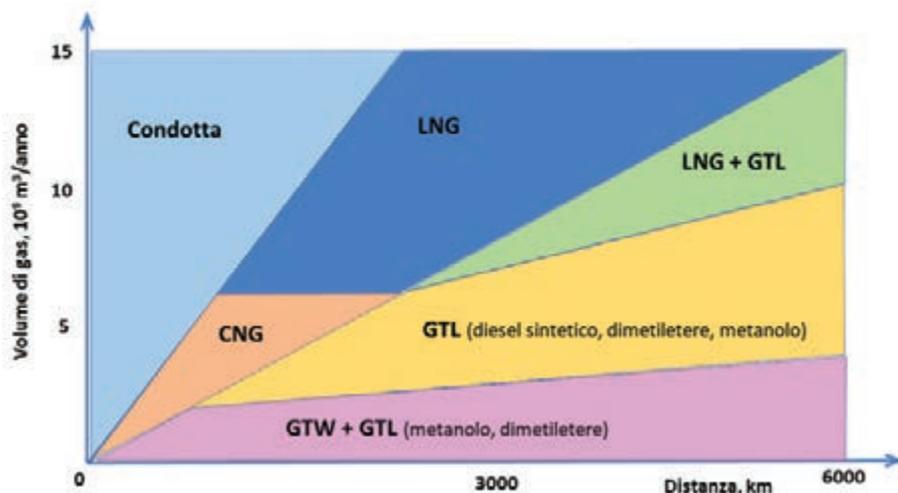


Fig. 1. Le opzioni dell'industria per il trasporto del gas naturale al mercato, in funzione di distanza e volume. LNG = Liquefied Natural Gas, CNG = Compressed Natural Gas, GTL = processi Gas-To-Liquids, GTW, processi Gas-To-Wire.

tecniche disponibili devono essere attentamente valutate sotto il profilo dei costi di trasporto. La Figura 1 mostra uno schema qualitativo delle opzioni oggi considerate ottimali per il trasporto del gas naturale sui mercati in funzione di distanza e volume movimentato.

Il sistema tradizionale di trasporto prevede la costruzione di condotte in pressione. Diametro, pressione di esercizio e lunghezza di tali condotte dipendono dalla portata di gas da movimentare. Indicativamente, si tratta di tubazioni d'acciaio di diametro di norma non superiore a 1 m, esercite a pressioni massime dell'ordine di 50-80 bar, che possono essere lunghe anche diverse migliaia di km, eventualmente anche con tratti di percorso in aree sottomarine. Alcuni approfondimenti in proposito sono trattati nel paragrafo seguente.

Al crescere della distanza di trasporto, l'opzione "condotta" diventa sempre meno economica, e quindi sono state sviluppate tecnologie alternative, che possono comunque sempre affiancarsi al trasporto in condotta. La tecnologia che ha visto il maggior successo negli ultimi 30 anni è stato il trasporto del gas naturale in forma liquida (GNL o LNG, *Liquidified Natural Gas*, vedi oltre). Brevemente, si tratta di raffreddare il gas naturale a circa  $-164^{\circ}\text{C}$ , temperature che mantengono liquido il gas a pressione atmosferica. In questo modo,  $1\text{ m}^3$  di GNL contiene circa  $600\text{ m}^3$  di gas a temperatura ambiente. Il GNL può essere trasportato con navi dedicate (*LNG carriers*) su lunghe distanze, quasi "come se" fosse petrolio greggio. Questa opzione di trasporto oggi è del tutto matura a livello industriale.

Recentemente, si stanno sviluppando varie tecnologie per il trasporto gas in forma compressa (CNG, *Compressed Natural Gas*), ma non all'interno di reti di condotte, ma di grandi serbatoi (invero di varia forma, spesso spirali di tubi arrotolati in bobine) che possono essere ospitati su navi dedicate (*CNG carriers*). Oggi si utilizzano pressioni dell'ordine di 200-300 bar, quindi nettamente superiori di quelle utilizzate per il trasporto in condotta. A questa pressione, la densità del gas è comunque ancora di 2 o 3 volte minore di quella del GNL. Ciononostante, la flessibilità del sistema di trasporto, e il fatto che non è necessario costruire i costosi impianti di liquefazione e rigassificazione tipici della filiera GNL, stanno aprendo interessanti prospettive per il futuro. Per l'approfondimento di questa tecnologia si rimanda a testi specialistici.

Infine, si ricordano anche i sistemi GTL (*Gas-to-Liquids*) e GTW (*Gas-to-Wire*). Il sistema GTL indica vari processi chimici in grado di trasformare il gas naturale in molecole idrocarburiche a lunga catena (con maggior numero di atomi di carbonio) che a temperatura e pressione ambiente sono stabili in fase liqui-

da. Si tratta di processi noti da decenni (il processo Fischer Tropsch inventato in Germania nel 1925 per trasformare il carbone in benzina è ancora attuale), ma diversi altri sono già potenzialmente commerciali. I prodotti di tali processi sono tra i più svariati, diesel sintetico, dimetiletere, metanolo, o, in generale “liquidi da gas”. Il sistema GTW, molto semplicemente, indica la tecnologia che invece di trasportare il gas naturale, prevede di trasformarlo in energia elettrica nei luoghi di produzione, tramite centrali termoelettriche di ultima generazione ad alto rendimento, evitando la costruzione dei metanodotti. Il paese produttore di gas diventa quindi esportatore di energia elettrica. Pare che questa tecnologia, su distanze medio-brevi, ma anche di 1000 km o più, possa essere competitiva alla condotta, soprattutto se le quantità di gas non sono eccessive.

### *Trasporto gas in condotta*

Un metanodotto è una condotta metallica progettata per il trasporto e la distribuzione del gas naturale. Oltre naturalmente a fungere da infrastruttura per la distribuzione locale del gas, i metanodotti più importanti e impegnativi dal punto di vista progettuale e di investimento sono quelli che permettono il trasporto dalle zone di produzione a quelle di consumo, senza bisogno di effettuare nessuna operazione di carico e immagazzinamento intermedio. Nei campi di produzione, le condotte collegano i pozzi di produzione con il centro di trattamento gas, e da qui hanno origine i metanodotti primari o/e le dorsali di trasporto, dalle quali si diramano i metanodotti secondari, o derivazioni, che servono le varie aree di consumo, il cosiddetto “mercato”. All’interno delle aree di consumo sono poi costruiti metanodotti terziari, o di distribuzione, che collegano le singole utenze, quali le industrie o le reti di distribuzione regionali o municipali. La rete dei metanodotti è collegata anche a impianti di stoccaggio, possibilmente posti in prossimità del mercato, e funzionali alla regolazione stagionale o di punta giornaliera della rete, nonché per fronteggiare eventuali situazioni di crisi. Il trasporto di grandi quantità di gas (nell’ordine dei miliardi di m<sup>3</sup>/anno) su lunga distanza tramite condotte ottimizzate nei costi e affidabili nel tempo è un argomento centrale nelle strategie di sviluppo della produzione di gas naturale da regioni remote, come le regioni artiche e le zone più interne del continente eurasiatico.

### *Condotte terrestri*

Una volta che è stato individuato e ottimizzato il tracciato geografico più comodo e sicuro, si procede all’apertura di una pista e allo scavo di una trincea, tramite mezzi d’opera ordinari, all’interno della quale si poserà la condotta. La condotta è realiz-

zata saldando elettricamente tra loro spezzoni di tubo, di lunghezza di circa 10 m, prodotti con acciai ad alta resistenza. Per sicurezza, su ogni saldatura si effettua una radiografia per il controllo qualità. La condotta è rivestita esternamente con lana di vetro impregnata di bitume o resine sintetiche, oppure è fasciata con materiale plastico anticorrosione, ed è posta in opera con sistemi di protezione catodica, che la mantengono a un potenziale elettrico leggermente negativo rispetto al terreno per evitarne la corrosione. Infine, la condotta è collaudata e interrata con una copertura di circa 1 m, ripristinando il manto vegetale alle condizioni originarie. La presenza della condotta è indicata da paline segnaletiche fuori terra. Il metanodotto è corredato da valvole di intercettazione, opere di attraversamento di fiumi, strade, ferrovie o canali (con ponti dedicati o con tubazioni subalvee), nodi di smistamento, centrali di compressione e di misura della portata, cabine di riduzione della pressione e di odorizzazione, operazione quest'ultima necessaria quando il gas giunge alle utenze domestiche: il gas naturale è infatti inodore.

Lungo le dorsali di trasporto è necessario costruire centrali di compressione, che servono per riportare la pressione del gas, diminuita per effetto delle perdite di carico distribuite lungo il tracciato, al livello di esercizio, di norma compreso tra 60 e 75 bar e velocità di 20-30 km/ora. Le centrali di compressione sono installate mediamente ogni 100-200 km di percorso, e utilizzano compressori centrifughi accoppiati con turbine a gas, oppure compressori alternativi o rotativi mossi da motori endotermici a gas.

In Italia, le reti di metanodotti sono classificate come segue (Tab. II):

- metanodotti di importazione,  $P \cong 70$  bar, muniti di centrali di spinta, eserciti in 1<sup>a</sup> specie.
- metanodotti di trasporto primario,  $12 < P < 70$  bar, eserciti in 1<sup>a</sup> e 2<sup>a</sup> specie.
- metanodotti di trasporto secondario,  $1,5 < P < 12$  bar (derivazioni, eserciti in 3<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> specie).
- metanodotti di trasporto locale,  $0,04 < P < 1,5$  bar (a sviluppo comunale o provinciale, 5<sup>a</sup> e 6<sup>a</sup> specie).
- Allacciamenti,  $p \cong 0,07$  bar, eserciti in 7<sup>a</sup> specie.

Specie	1 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup>	4 <sup>a</sup>	5 <sup>a</sup>	6 <sup>a</sup>	7 <sup>a</sup>
Pressione max esercizio (bar)	> 24	$12 < P \leq 24$	$5 < P \leq 12$	$1,5 < P \leq 5$	$0,5 < P \leq 1,5$	$0,04 < P \leq 0,5$	$\leq 0,07$

Tab. II. Pressione massima di esercizio (in bar relativi) delle condotte per il trasporto e la distribuzione di gas naturale, distinte nelle 7 specie previste in Italia.

*Condotte sottomarine*

Per la costruzione di condotte sottomarine, l'ambiente di posa richiede l'uso di mezzi specifici, le grandi e costose "navi posatubi": si tratta di vere e proprie officine di lavoro galleggianti, dove alloggiano e operano centinaia di persone. Le attività di costruzione delle condotte sottomarine seguono lo stesso schema funzionale di quelle a terra, ma la cura maggiore è riservata alle operazioni di varo della condotta, che sono molto delicate. In questa fase, la necessità di evitare la concentrazione di sollecitazioni e deformazioni eccessive sulla struttura tubo, che potrebbero comprometterne l'integrità fisica, ha fatto sì che si sviluppassero di tecnologie e mezzi di posa sempre più potenti e sofisticati.

Il metodo di costruzione di lunghe tratte di condotte sottomarine in mare aperto con nave posatubi (*lay barge*) prevede la saldatura dei singoli tubi sulla nave, che quindi avrà una capacità di carico e una stazza adeguata per stivare a bordo un'adeguata quantità di tubazioni e da permettere l'installazione di complesse stazioni di saldatura su uno o più ponti dedicati. Man mano che i tubi vengono saldati a bordo, la condotta abbandona la nave verso poppa, e la nave avanza di conseguenza lungo il tracciato stabilito in fase progettuale. Le operazioni di posa sono spesso assistite da squadre di operatori subacquei o da mini-sommergibili con o senza equipaggio (*ROV, Remotely Operated Vehicles*). Le navi posatubi possono operare con due diversi sistemi: la posa a S (*S lay*) e la posa a J (*J-lay*), termini che richiamano la geometria del tubo durante la posa. La loro applicazione è legata alla profondità del fondale marino: in generale, nelle acque più profonde si usa la posa *J-lay*.

**Trasporto e distribuzione del gas naturale in Italia**

Negli anni 1970 l'Italia ha iniziato ad adottare, primo Paese nel mondo occidentale, una politica energetica basata fortemente sul gas naturale, che ha portato alla realizzazione delle prime grandi dorsali di trasporto gas attraverso i fondali profondi del Mediterraneo, nel canale di Sicilia e attraverso lo stretto di Messina, per l'importazione del gas naturale nordafricano, in particolare da Algeria e Libia. Oggi, la rete di trasporto primario, esercita da Snam S.p.A. si estende in Italia per oltre 32.500 km, con 11 centrali di compressione e 8 punti di ingresso della Rete Nazionale per il gas proveniente dall'estero (Fig. 2).

In Italia si distinguono due grandi tipologie di metanodotti per il trasporto e la distribuzione del gas naturale. La prima tipologia interessa le grandi condotte di



Fig. 2. Rete di metanodotti per il trasporto primario. Si notano gli otto punti di entrata nella rete di importazione gas italiana, cui si è aggiunto un nono punto il primo gennaio 2021, il gasdotto TAP, che trasporta il gas proveniente dall’Azerbaijan. Il punto di approdo sul territorio nazionale è a Melendugno, sulla costa salentina in provincia di Lecce.

(Fonte: [http://pianodecennale.snamretegas.it/2014/static/upload/fig/figura\\_8\\_ita.jpg](http://pianodecennale.snamretegas.it/2014/static/upload/fig/figura_8_ita.jpg)).

importazione e trasporto nazionali, dette anche di “trasporto primario” o “dorsali”, esercite a pressioni dell’ordine di 70-75 bar. La rete di trasporto primario italiano è lunga oltre 30.000 km, e copre quasi tutto il territorio nazionale.

La seconda tipologia riguarda invece il sistema di trasporto a livello regionale e locale, detto anche “trasporto secondario”, spesso gestito da aziende

municipalizzate o private, che si occupano della distribuzione ai clienti finali (industrie, utenti commerciali, nonché le singole utenze domestiche<sup>4</sup>). Come è chiaramente riportato nella Tabella II, le pressioni di esercizio delle varie classi di metanodotti differiscono sensibilmente, e nelle reti cittadine, per motivi di sicurezza, la pressione è mantenuta a livelli molto bassi, dell'ordine di pochi bar. Poiché il gas naturale è incolore e inodore, per motivi di sicurezza prima di essere immesso nelle reti di distribuzione locali esso è "odorizzato" con mercaptani, composti organici dall'intenso odore sgradevole e facilmente identificabili. Il gas naturale importato in Italia, che oggi rappresenta oltre il 90% dei consumi interni, è immesso nella rete nazionale attraverso nove punti di entrata, in corrispondenza delle interconnessioni con i sei metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Licata, Melendugno) e dei tre terminali di rigassificazione GNL (Panigaglia, Porto Viro, Livorno). Si ricorda che dal 1 gennaio 2021 è pienamente operativo anche il nuovo gasdotto denominato TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), portando così a nove i punti di entrata della rete di importazione gas nazionale. Concepito e progettato per diversificare le fonti di approvvigionamento del gas, con positivi effetti anche sui costi, il gasdotto è oggi parte integrante della rete di importazione italiana, contribuendo alla transizione energetica in atto. L'opera trasporta il gas naturale dalla frontiera greco-turca attraverso Grecia e Albania, e consente l'accesso europeo al gas naturale prodotto da un grande giacimento *offshore* del Mar Caspio, nelle acque territoriali di competenza dell'Azerbaijan. Il punto di approdo sul territorio nazionale è a Melendugno, sulla costa salentina in provincia di Lecce.

Il gas di produzione nazionale è invece immesso nella rete nazionale in corrispondenza dei punti di entrata dai campi di produzione italiani. Anche i campi di stoccaggio gas (vedi Capitolo 6) sono collegati con la rete. La rete di distribuzione raggiunge la maggior parte delle città e delle attività industriali, tranne la Sardegna, che ancora non possiede una rete di distribuzione del gas naturale, anche se

---

<sup>4</sup> In Italia, il sistema di trasporto e distribuzione è fortemente frammentato, in particolare nel settore della distribuzione locale dove è prerogativa dei singoli comuni gestire i servizi pubblici locali. Ciò non ha certamente favorito il raggiungimento di un elevato grado di efficienza nella fornitura del servizio. Mentre il sistema di trasporto gas nazionale e regionale è gestito da 9 imprese, di cui 6 operative esclusivamente su reti regionali, nella distribuzione locale la situazione è ben più polverizzata. A dicembre 2020, erano attivi circa 300 operatori (comunque meno rispetto ai circa 700 degli anni Novanta). Fonte: Gruppo Hera e ARERA.

si stanno compiendo i primi passi in proposito, rifornendo, per ora, l'isola tramite navi che trasportano gas naturale compresso (CNG) o GNL, attività prevista in forte sviluppo nei prossimi anni.

## **Tecnologie GNL (Gas Naturale Liquefatto)**

Dopo le crisi petrolifere di metà degli anni 1970, le oscillazioni dei prezzi del petrolio e i problemi geopolitici connessi all'approvvigionamento di greggio e gas, hanno spinto vari Paesi a rivalutare un combustibile fino ad allora poco apprezzato, il gas naturale. Prima di allora, il gas naturale era un combustibile destinato ad un mercato strettamente regionale, per via della mancanza di infrastrutture di trasporto, e fino all'inizio degli anni 1990 il suo commercio internazionale era limitato alle principali reti di gasdotti europei, nordamericani e russi: l'idea di un "mercato mondiale del gas", analogo a quello del greggio, era ancora lontana.

Oggi, invece, sappiamo che il gas naturale è il combustibile fossile che produce le minori emissioni possibili di CO<sub>2</sub> e, anche per questo motivo, è considerato una delle fonti ponte che potrebbe sostenere la transizione energetica verso un futuro sempre più orientato a fonti di energia rinnovabili. Inoltre, negli ultimi 25 anni, con lo sviluppo della generazione termoelettrica con impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, esso 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 Paesi poveri di gas di diventare importatori, spingendo i tradizionali Paesi produttori ad incrementare l'attività esplorativa e di produzione, ma anche costringendoli a rivedere le loro strategie commerciali.

Le miscele commerciali note come gas naturale, raffreddate a circa -164°C si trasformano in un liquido, stoccabile a pressione atmosferica (GNL, gas naturale liquefatto, LNG, *Liquified Natural Gas* nella letteratura tecnica inglese). In questa fase, il volume dell'unità di massa del gas si riduce di circa 600 volte, consentendo lo stoccaggio ed il trasporto di notevoli quantità di energia a costi competitivi e immagazzinabili in spazi ridotti, confrontabili come ordine di grandezza a quelli del petrolio greggio. Il GNL può essere stoccato in grandi serbatoi metallici fissi, caricato in apposite stive di navi metaniere dedicate e trasportato anche su lunga distanza fino ai luoghi di consumo, dove può esse-

re rigassificato e distribuito nelle reti nazionali di trasporto. Si tratta, per ora, dell'unica tecnologia di trasporto del gas naturale a lunga distanza, realizzata senza l'impiego di gasdotti transnazionali e/o sottomarini.

A partire dall'ultimo decennio del secolo scorso, le tecnologie del GNL hanno dato l'avvio alla globalizzazione del mercato del gas. I grandi Paesi consumatori asiatici, Giappone e Corea del Sud in testa, hanno fortemente investito in questo settore, che permette il trasporto del gas via nave a prezzi concorrenziali, e presto la rete di approvvigionamento si è allargata a Paesi produttori sempre più lontani dal mercato finale di consumo.

Il GNL offre evidenti vantaggi tecnici in termini di sicurezza e flessibilità di trasporto, che si traducono anche in vantaggi geopolitici, poiché permette di svincolare gli approvvigionamenti dalla "rigidità" delle condotte, che in molti casi sono costrette a transitare all'interno di paesi caratterizzati da un certo grado di instabilità politica. Inoltre, lo sviluppo tecnologico ha via via reso possibile anche la diminuzione dei costi di trasporto, facendoli diventare sempre più convenienti al crescere della distanza, offrendo maggiori opportunità di commercializzazione per i Paesi produttori e maggiori possibilità di approvvigionamento "diversificato" per i Paesi consumatori.

La domanda globale di GNL sfiora oggi i 500 Gm<sup>3</sup>, di cui 120 in Europa e oltre 100 nel solo Giappone. Si prevede che questo mercato crescerà ulteriormente, vista la necessità di decarbonizzare il pianeta, nell'ottica della transizione energetica, unita a una politica di prezzi contenuti e ai forti sviluppi della tecnologia di rigassificazione. È interessante ricordare che nel 2010 la domanda di GNL era di soli 300 Gm<sup>3</sup>: Oggi il GNL rappresenta attualmente il 35% del mercato internazionale delle esportazioni di gas naturale: il rimanente 65% è ovviamente gas trasportato in condotta.

L'Italia, dopo la Germania, è il secondo paese europeo per volume annuo di importazioni di gas naturale, e il GNL rappresenta circa il 12% del totale delle importazioni: quindi, possedere sul territorio nazionale infrastrutture industriali per la rigassificazione del GNL dovrebbe rappresentare un beneficio economico e strategico, poiché ci permetterebbe di ampliare le opportunità di approvvigionamento di energia, a beneficio della sicurezza energetica e, perché no, anche di poter acquistare volumi di gas a prezzi competitivi.

Molti Paesi a economia avanzata hanno scelto il GNL come modalità di approvvigionamento del gas naturale: il Giappone, ad es., alimenta con GNL il 100% del proprio mercato del gas, e possiede oltre 30 terminali di rigassifica-

zione. Nel mondo sono in funzione oltre 100 terminali di rigassificazione, di cui oltre 25 in Europa, di cui 9 in Spagna (di cui 2 nelle isole Canarie), 4 in Francia, 3 in UK e Italia, 1 in Belgio, Olanda, Polonia, Grecia, Lituania, *etc.*

I numeri del GNL – anno 2019				
Domanda GNL mondiale	Importazione mondiale GNL / importazione gasdotti	Importazione di GNL, Italia	Numero di rigassificatori, Italia	Capacità di rigassificazione, Italia
485 Gm <sup>3</sup>	35%	8,7 Gm <sup>3</sup>	3	15,25 Gm <sup>3</sup>

## Sistema del GNL

Il sistema del GNL (o “filiera”) è suddiviso in quattro segmenti principali: 1) produzione del gas dai giacimenti, di norma ubicati in aree geografiche distanti dal mercato, 2) liquefazione del gas in impianti situati presso la costa dei paesi produttori, 3) trasporto del GNL via mare, 4) rigassificazione del GNL in impianti situati presso la costa dei paesi importatori (Fig. 3).

Un esempio italiano: il gas che alimenta il terminale di rigassificazione “Adriatic LNG”, ubicato nell’Adriatico settentrionale, proviene in gran parte da un giacimento *offshore* del Qatar denominato “North Field”; scoperto nei primi anni Settanta, è il maggior giacimento al mondo di gas non associato a petrolio greggio, con riserve stimate nell’ordine di  $25.000 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$ , equivalenti a circa il 10% di tutte le riserve mondiali di gas naturale oggi note. Una volta prodotto dai pozzi *offshore*, il gas è trasportato a terra con un gasdotto, presso un centro di trattamento sito a Ras Laffan, nella costa nord est del Qatar. Qui il gas è portato norma commerciale, separando acqua, idrocarburi liquefacibili, gas inerti, *etc.*, e poi liquefatto. Il GNL è quindi caricato su navi metaniere e trasportato in Italia attraverso il canale di Suez. Le navi metaniere attraccano al terminale “Adriatic LNG”, e scaricano il prodotto nei serbatoi dell’impianto, dove è poi rigassificato, compresso e inviato alla rete di trasporto nazionale italiana. Il sistema del GNL ha collegato alcuni tra i più lontani e grandi giacimenti di gas al mondo con i mercati mondiali, rendendo disponibili queste risorse in Paesi del mondo che sarebbero altrimenti irraggiungibili via tubo.

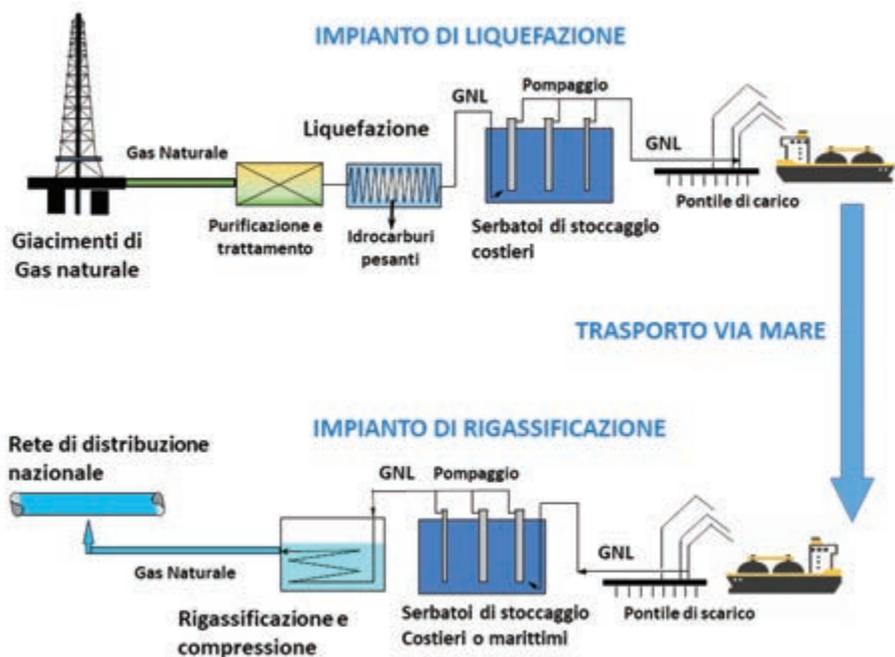


Fig. 3. La “filiera” del Gas Naturale Liquefatto (GNL)

### Liquefazione

Gli impianti di liquefazione sono in sostanza grandi impianti di refrigerazione, peraltro molto complessi e costosi in termini di capitale di investimento iniziale. Di norma, un sito di liquefazione è organizzato con unità di lavorazione in parallelo, chiamate “treni di liquefazione”, ciascuno dei quali è in grado di trattare un certo quantitativo di gas, poiché la capacità produttiva massima di un treno è limitata dal ciclo di refrigerazione scelto e dalle dimensioni dei compressori necessari per il processo.

Nei treni di liquefazione, il gas è prima trattato per rimuovere acqua, idrocarburi liquefacibili (GPL e liquidi, eventualmente venduti separatamente, se la loro quantità è significativa da un punto di vista commerciale), e altri gas o sostanze indesiderate dal punto di vista dell’impianto di liquefazione. Successivamente, la corrente di gas è sottoposta a varie fasi di raffreddamento e condensazione, e portato a  $-164^{\circ}\text{C}$ . Nella filiera del GNL, i maggiori sforzi tecnologici sono rivolti all’ottimizzazione dei processi di liquefazione, che sono la fase di

maggior consumo di energia, e quindi dei costi, anche ambientali. A questo punto, il GNL si presenta come un liquido trasparente e inodore di densità compresa tra 440 e 480 kg/m<sup>3</sup>, ed è conservato in appositi serbatoi criogenici di stoccaggio, in attesa di essere caricato su navi metaniere e spedito a un terminale di rigassificazione.

Si ricorda che la criogenia è una branca della fisica che si occupa dello studio, della produzione e dell'utilizzo di temperature molto basse (minori di -150°C, 123 K) e del comportamento dei materiali in queste condizioni: l'aspetto chiave della filiera del GNL è legato alla possibilità di poter progettare e costruire le strutture con cui viene a contatto il gas liquido (serbatoi, tubazioni, impianti) con materiali e forme adeguate al contenimento in sicurezza di un liquido molto freddo, detto appunto "criogenico". L'acciaio ordinario non è un materiale adatto a contenere fluidi criogenici.

### *Trasporto*

Il GNL caricato sulle navi metaniere (*LNG Carrier*) è normalmente trasportato a pressione atmosferica; tuttavia è possibile che il trasporto avvenga, soprattutto se si tratta di piccole navi, in serbatoi lievemente pressurizzati e quindi a temperature lievemente più alte. Le metaniere sono navi progettate e costruite secondo rigorosi standard di sicurezza.

Vi sono diverse tipologie di metaniere; uno dei tipi più diffusi prevede l'utilizzo di serbatoi autoportanti sferici indipendenti dallo scafo ("sfere Moss"). Le sfere, normalmente da 3 a 5 per scafo, sono isolate termicamente; tra il serbatoio e l'isolante si lascia un'intercapedine riempita di azoto, per aumentare la capacità isolante e assicurare elasticità alla barriera di contenimento primaria. Ogni sfera è sostenuta da una camicia cilindrica poggiante sullo scafo della nave, che a sua volta è protetto da eventuali rilasci di GNL con una barriera secondaria costruita intorno ai serbatoi.

L'isolamento termico non è tuttavia assoluto: esiste sempre un minimo scambio termico tra l'interno e l'esterno dei serbatoi, che provoca una vaporizzazione di parte del GNL, che si trasforma in gas (*boil-off gas*, BOG). Lo sviluppo di BOG provoca un aumento di pressione nel serbatoio, per cui è prontamente allontanato, e normalmente riutilizzato a bordo della nave per la propulsione e per i servizi di bordo. Se la metaniera non è provvista di un sistema di propulsione a gas, il BOG è nuovamente liquefatto a bordo. Normalmente la percentuale di BOG varia giornalmente dallo 0,1% allo 0,2% del carico.

### *Rigassificazione*

La rigassificazione è un procedimento di natura fisica, che consiste nella transizione dalla fase liquida a quella gassosa attraverso uno scambio termico. Concettualmente, la rigassificazione è un'operazione semplice, che consiste nel riscaldare il GNL fino a temperatura ambiente, trasformandolo nuovamente in fase gassosa. L'elemento chiave di questa fase è un impianto industriale a terra detto terminale di rigassificazione, o "rigassificatore". Il processo di rigassificazione inizia con l'attracco di una nave metaniera presso il terminale marino del rigassificatore. Il GNL è scaricato e stoccato in appositi serbatoi criogenici all'interno dell'area del rigassificatore, in fase liquida e a pressione atmosferica. Successivamente il GNL è inviato a un vaporizzatore che, riscaldandolo, ne provoca il cambiamento di fase, con conseguente espansione del gas. Lo scambio termico è talvolta realizzato con acqua di mare, disperdendo inutilmente le frigorifiche del GNL: in futuro alcuni nuovi rigassificatori potrebbero essere abbinati a impianti industriali che prevedono l'uso di basse temperature, consentendo risparmi energetici e riduzione dell'impatto ambientale. Questo processo è attuabile, ma non ancora praticato in forma sistematica. In uscita dall'impianto di rigassificazione, il gas è compresso e inviato alla rete di distribuzione nazionale.

## **Terminali di rigassificazione**

### *Terminali onshore*

Si tratta della tecnologia più diffusa e collaudata, anche perché è stata la prima a essere stata sviluppata. Consiste nel realizzare un apposito impianto in un'area in prossimità della costa, in genere all'interno di un'area portuale di dimensioni adeguate, dove ospitare i serbatoi di stoccaggio GNL costieri (la fornitura via nave è discontinua), i moli di attracco delle navi metaniere, gli impianti di rigassificazione, i sistemi di compressione e gli apparati di connessione alla rete di trasporto nazionale.

In Italia, il primo terminale di rigassificazione *onshore* è stato costruito a Panigaglia, all'interno del golfo di La Spezia. L'impianto è costituito da un pontile di attracco per le metaniere, dai serbatoi di stoccaggio GNL e dai dispositivi di rigassificazione. Ha una capacità di rigassificazione di 3,5 Gm<sup>3</sup> all'anno, ed è in corso di studio un ampliamento impiantistico per raggiungere la capacità di 8 Gm<sup>3</sup> all'anno.

Il terminale di rigassificazione di Panigaglia è composto dalle seguenti sezioni:

- 1) Ricezione, costituita dall'area di attracco delle metaniere (navi con capacità di carico fino a 75.000 m<sup>3</sup>), dai bracci di scarico sul pontile di ormeggio e dalla linea di trasferimento ai serbatoi criogenici, una speciale tubazione coibentata posta lungo un lato del pontile d'ormeggio.
- 2) Stoccaggio, costituito da due serbatoi cilindrici verticali, ognuno con capacità di circa 50.000 m<sup>3</sup>, in cui il GNL è mantenuto a temperatura di circa -160°C e a pressione poco superiore a quella atmosferica.
- 3) Rigassificazione, mediante vaporizzatori a fiamma sommersa.

#### *Terminali Offshore GBS (Gravity Based Structure)*

Si tratta di una tecnologia strutturale innovativa, che prevede la costruzione dell'intera struttura portante del terminale *offshore* in un cantiere navale, all'interno di un bacino di carenaggio. I terminali GBS sono progettati per essere galleggianti, e quindi possono essere trainati dal cantiere di costruzione fino alla destinazione finale, un sito specifico al largo della costa, e qui "affondati", ovvero adagiati sul fondale marino. La struttura del terminale è quindi una vera e propria isola artificiale, che funge da pontile di attracco per le navi metaniere, da serbatoio di stoccaggio, integrato nello scafo sommerso, e da superficie di lavoro in cui collocare i vari impianti di processo per la rigassificazione e la compressione. Il terminale *offshore* è collegato con la rete di trasporto nazionale tramite una condotta sottomarina.

In Italia è presente un terminale di rigassificazione di questo tipo, entrato in servizio nel 2009. Si tratta della prima struttura *offshore* al mondo progettata e costruita specificamente per la ricezione, lo stoccaggio e la rigassificazione del GNL. Il terminale è situato nel Mare Adriatico, a circa 15 km di distanza dalla costa di Porto Viro (RO). È una struttura di cemento armato, costruita in un cantiere spagnolo, poi trainata in galleggiamento e messa in opera fino a poggiare sul basso fondale di quell'area (circa 29 m). Lo scafo ospita due serbatoi criogenici per lo stoccaggio del GNL, e il terminale è dotato di strutture per l'attracco delle navi metaniere. La struttura ha una pianta di 115 x 375 m, e l'impianto di rigassificazione, sistemato sul ponte principale, ha una capacità produttiva pari a 8 Gm<sup>3</sup> all'anno, e accoglie navi metaniere per la maggior parte provenienti dal porto di Ras Laffan, in Qatar, distante 7140 km.

#### *Terminali Offshore FSRU (Floating Storage Regassification Unit)*

Il concetto alla base di questi terminali è unire le funzionalità di una struttura GBS all'interno di una struttura galleggiante, solitamente una nave meta-

niera riconvertita per fungere da serbatoio di stoccaggio e adattata per poter ospitare sul ponte principale gli impianti di rigassificazione e compressione. Un terminale FSRU è quindi una nave permanentemente ormeggiata ad un'opportuna distanza dalla costa, nei pressi della quale è realizzata una boa di attracco per lo scarico delle navi metaniere. Il GNL è rigassificato a bordo, e poi inviato alla rete di trasporto nazionale tramite una condotta sottomarina.

In Italia, questo sistema è stato applicato nel sito *offshore* di Livorno (OLT, *Offshore* LNG Toscana, che ha visto la conversione di una nave metaniera in un terminale FSRU. La nave-terminale FSRU è permanentemente ancorata in un fondale marino di 120 m di profondità tramite 6 linee di ormeggio. Dal punto di vista ingegneristico, si tratta del primo rigassificatore galleggiante al mondo permanentemente ormeggiato *offshore*. L'impianto ha una capacità produttiva di rigassificazione pari a  $3,75 \text{ Gm}^3$  all'anno.

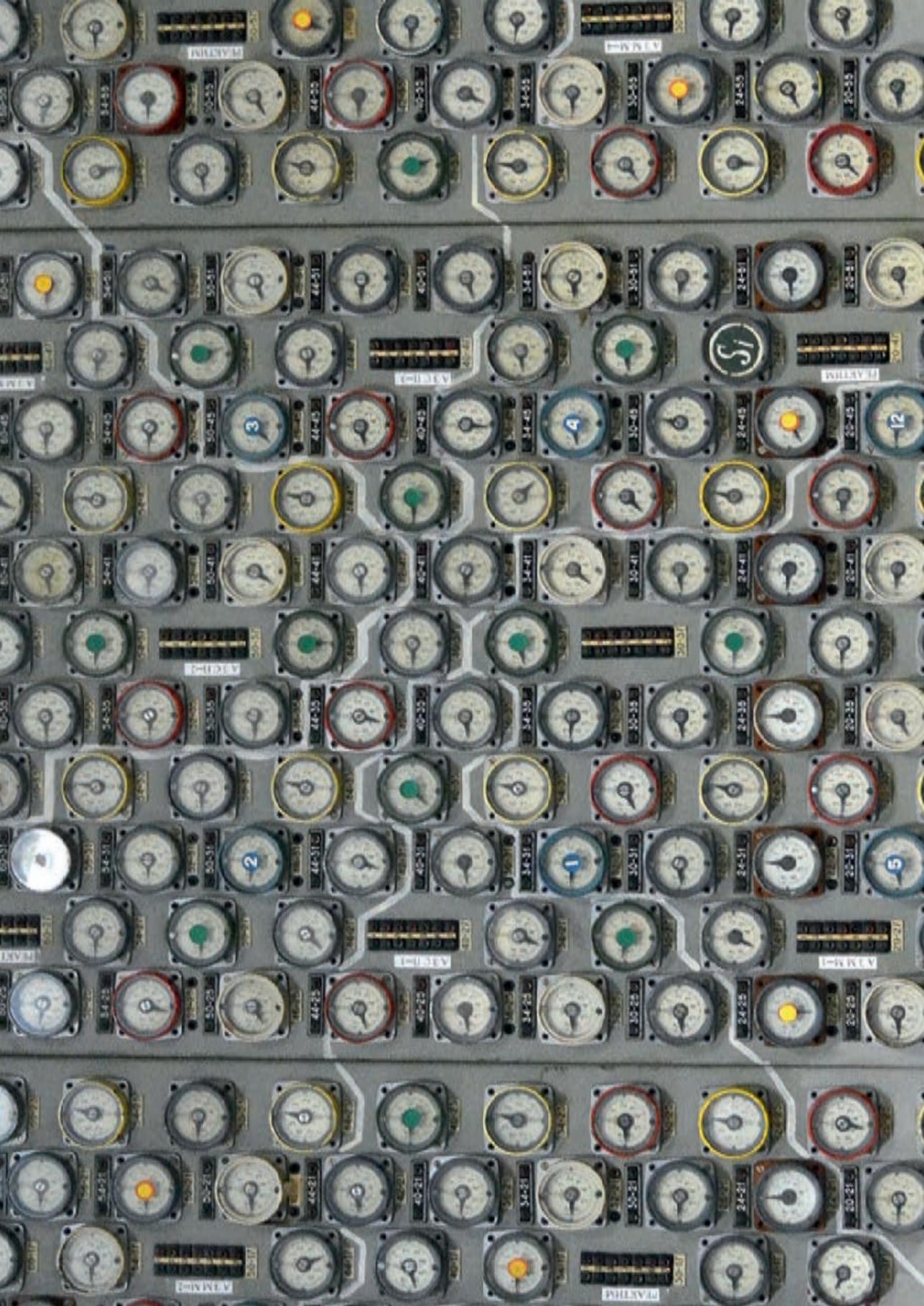
#### *Nave rigassificatrice ORG (Offshore Regasification Gateway)*

Il sistema prevede di realizzare navi metaniere adibite al trasporto, ma anche in grado di rigassificare il carico a bordo, secondo una tecnologia sviluppata e commercializzata già dal 2006. La nave metaniera funge quindi sia da vettore sia da impianto di rigassificazione, quando raggiunge la destinazione finale. L'infrastruttura necessaria al Paese importatore per ricevere il gas (in fase gassosa, e non più liquida) si limita a una boa di ormeggio e scarico, ancorata *offshore*, dalla quale parte una condotta sottomarina che trasporta il gas a terra. In Italia era stato proposto un progetto di questo tipo al largo delle coste marchigiane, che però non fu mai realizzato.

Le tecnologie sopra illustrate sono diverse, e ciascuna ha pregi e difetti. La soluzione a terra è sicuramente la più economica, ma richiede il "consumo" di una porzione di territorio da convertire a questa attività industriale. Di norma, i rigassificatori a terra sono realizzati in grandi aree portuali, oppure in prossimità di complessi industriali costieri, dove già esistono pontili di attracco. Le tecnologie *offshore* offrono invece più versatilità, perché sono realizzate in mare aperto, e quindi si adattano meglio alle aree geografiche le cui coste sono densamente abitate, o dove non esistono grandi porti, o il paesaggio ha pregi ambientali di rilievo. Per contro, sono mediamente più costose e più complesse in fase progettuale e costruttiva, anche per le tempistiche autorizzative e la logistica tipica dell'ambiente

*offshore*. Le navi rigassificatrici ORG sembrano oggi in grado di abbattere il costo di investimento iniziale dell'impianto di rigassificazione.

Gli aspetti negativi degli impianti di rigassificazione riguardano soprattutto i rischi potenziali dell'impianto stesso, in quanto si tratta di uno stabilimento industriale atto a lavorare grosse quantità di gas naturale allo stato criogenico: per questa ragione i rigassificatori sono classificati come impianti a rischio di incidente rilevante (Direttiva Seveso), al pari degli stoccaggi gas nel sottosuolo. Il rischio percepito della filiera GNL è più elevato rispetto a quello relativo al trasporto via tubo, il rischio intrinseco è elevato, ma non significativamente maggiore rispetto al trasporto via tubo, mentre il rischio effettivo dipende dall'impianto specifico e dalla vulnerabilità del territorio. Ad oggi, non vi sono elementi tecnici per definire a priori l'alternativa tecnologica di trasporto più sicura.



## CAPITOLO 6

### LO STOCCAGGIO DEL GAS NATURALE NEL SOTTOSUOLO

I numeri dello stoccaggio gas in Italia – anno 2019				
Produzione gas mondo	Produzione gas Italia	Consumo gas Italia	Capacità stoccaggio, Italia*	Numero stoccaggi, Italia
<b>3794 Gm<sup>3</sup></b>	<b>5 Gm<sup>3</sup></b>	<b>70 Gm<sup>3</sup></b>	<b>17,6 Gm<sup>3</sup></b>	<b>13</b>

\* Comprende 4,6 Gm<sup>3</sup> di riserva strategica

Le logiche strutturali per l'ottimizzazione del sistema energetico relativo alla filiera del gas naturale prevedono, al fine di consegnare all'utenza finale una fornitura stabile ed economica, di realizzare sistemi per lo stoccaggio del gas nel sottosuolo, infrastrutture fondamentali e irrinunciabili soprattutto nei paesi maggiori utilizzatori di gas come l'Italia. Lo stoccaggio gas permette di compensare fisicamente le differenze tra offerta e domanda, garantendo la continuità di fornitura a livello sia stagionale, sia giornaliero.

Per stoccaggio gas si intende il complesso di tecniche che permettono il deposito temporaneo di grandi volumi di gas naturale all'interno di strutture geologiche del sottosuolo. Il gas è prelevato dalla rete di trasporto nazionale, stoccato in appositi giacimenti e poi reimpresso nella stessa rete, in funzione della domanda del mercato. Ovviamente, domanda e offerta si misurano in volumi per unità di tempo, solitamente m<sup>3</sup>/ora o m<sup>3</sup>/giorno.

Il sistema di stoccaggio più diffuso è basato sulla possibilità di reiniettare il gas naturale nella roccia serbatoio di un giacimento esaurito o semi-esaurito che già contiene un certo volume di gas, riportando il giacimento, in una certa misura, in condizioni prossime al suo stato originario. Un giacimento di stoccaggio del gas naturale di questo tipo è una struttura di roccia porosa e permeabile all'interno della quale il gas è depositato e conservato nella stessa condizione di sicurezza con cui la natura lo ha mantenuto per milioni di anni. Lo stoccaggio gas nel sottosuolo è finalizzato a soddisfare diverse esigenze:

- Adattarsi in tempo reale alla domanda di gas del mercato, che è variabile non solo tra inverno e estate, ma anche su base oraria giornaliera.
- Assicurare un adeguato margine di elasticità nella gestione tecnologica ed economica delle strutture produttive (i giacimenti di gas) e di trasporto (le reti di metanodotti).
- Garantire il mantenimento di una “riserva strategica”, da utilizzare esclusivamente per fronteggiare situazioni di mercato eccezionali, ovvero la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti dovute a condizioni meteorologiche avverse, come brevi periodi di freddo intenso, o crisi del sistema (nazionali o internazionali) che potrebbero bloccare, anche in parte, gli approvvigionamenti dall'estero (oltre il 90% del gas utilizzato oggi in Italia).

Fondamentalmente, il sistema di stoccaggio del gas naturale consente di adattare la fornitura di gas a fronte della forte variabilità stagionale, giornaliera o oraria della domanda, causata principalmente dal settore civile, in cui prevale l'uso del gas per il riscaldamento. In Italia, la domanda di gas nella stagione invernale è mediamente doppia o tripla rispetto alla stagione estiva, e si sono registrati picchi giornalieri di richiesta anche quadrupli (Fig. 1). Inoltre, se è vero che il consumo invernale di gas è maggiore rispetto a quello estivo, purtuttavia la disponibilità di importazione o la produzione dai giacimenti è relativamente costante durante tutto l'anno. Quindi, il gas naturale prodotto o importato in eccedenza nei periodi estivi può essere convenientemente immagazzinato in particolari giacimenti esauriti, riconvertiti tecnologicamente per fungere da infrastruttura di stoccaggio, e può essere convenientemente estratto nei periodi invernali, quando il consumo di gas è maggiore, permettendo inoltre una gestione ottimizzata della stabilizzazione di flussi e pressioni delle reti di distribuzione. Tecnicamente si definiscono tre tipologie di stoccaggio: 1) “convenzionale”, quando si utilizzano giacimenti di

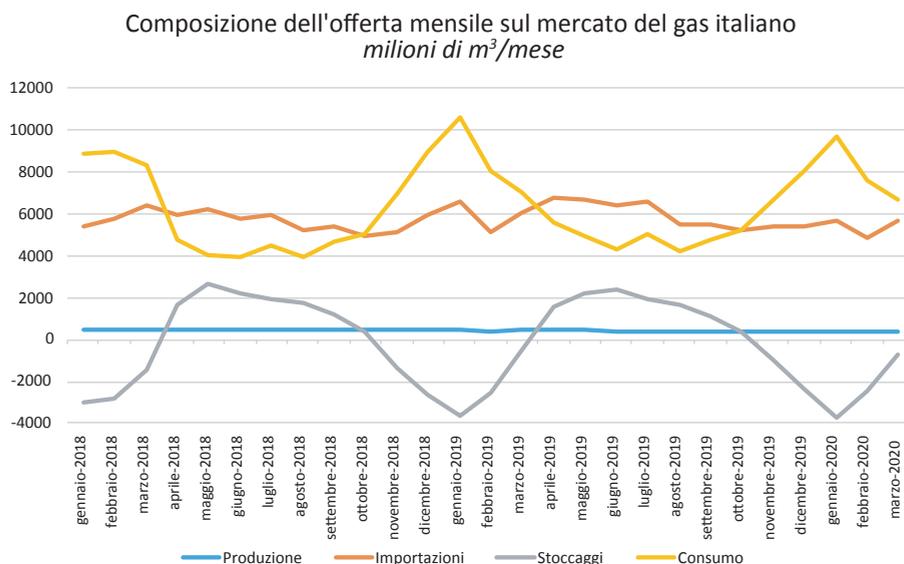


Fig. 1. Andamento mensile di consumo, stoccaggi, importazione e produzione di gas naturale in Italia. Rielaborato da dati MISE 2018 – 2020.

gas esauriti o semi-esauriti; 2) “semi-convenzionale” quando si usano giacimenti di petrolio greggio esauriti o acquiferi; 3) “speciale” quando lo stoccaggio è realizzato in strutture artificiali ingegnerizzate, come cavità saline sotterranee o in miniere di carbone abbandonate.

In Italia esistono solo stoccaggi di tipo convenzionale, e la capacità volumetrica di stoccaggio complessiva è suddivisa in tre distinte categorie, dette anche “tipologie di servizio”:

- Stoccaggio strategico: riserva di gas che ha un ruolo di sostegno nel sistema nazionale del gas naturale, utilizzabile in situazioni di emergenza su decisione del Governo attraverso il Ministero dello sviluppo economico. Questo volume gas è di proprietà dell’operatore dello stoccaggio, e quindi non è disponibile per il mercato.
- Stoccaggio di modulazione commerciale: servizio finalizzato a soddisfare le variazioni dei consumi stagionali, giornalieri e orari (o “di punta”).
- Stoccaggio minerario: servizio tecnico-economico indispensabile per consentire la gestione ottimale della produzione di gas naturale dai giacimenti variamente distribuiti nel territorio nazionale; esso ha la duplice finalità (a) di assicurare un grado di flessibilità alla produzione

nazionale di gas, e (b) di mitigare i rischi tecnici di un'eventuale fermata della produzione.

In Italia, lo stoccaggio è una attività mineraria soggetta a concessione da parte del Ministero dello sviluppo economico. Si ricorda che dal 1998 la direttiva europea per la liberalizzazione del mercato del gas prevede la separazione delle attività di stoccaggio gas dalle attività di produzione, importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita. In Italia questa direttiva è stata recepita e regolata dal Dlgs. n. 164 dell'anno 2000.

L'attività di stoccaggio gas è esercitata da un'Impresa di stoccaggio, che svolge il Servizio di stoccaggio, gestendo in modo integrato le concessioni di stoccaggio di cui è titolare. In particolare, "I titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale hanno l'obbligo di assicurare e fornire i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui essi dispongono abbia idonea capacità, e purché i servizi richiesti dall'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili" (Art. 12 comma 2, Dlgs. 164/2000). Gli "utenti" sono gli utilizzatori del sistema gas, che possono acquistare capacità di stoccaggio per uso proprio o per cessione ad altri, e che stipulano con l'Impresa un Contratto di stoccaggio. Il suddetto Dlgs. definisce anche il Cliente Idoneo, ovvero "la persona fisica o giuridica che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore o distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, ed ha diritto di accesso al sistema di stoccaggio" (Art. 2, Dlgs. 164/2000).

Lo stoccaggio del gas naturale nel sottosuolo è realizzato con un insieme integrato di infrastrutture, i cui componenti principali sono: 1) il giacimento di stoccaggio nel sottosuolo; 2) i pozzi di erogazione/reiniezione presenti nel giacimento; 3) la centrale di stoccaggio in superficie, che comprende gli impianti di trattamento e compressione del gas; 4) il sistema di dispacciamento operativo.

## **Giacimenti di stoccaggio**

Il giacimento è la struttura geologica del sottosuolo in cui è stoccato il gas naturale, gas che è opportunamente prelevato dalla rete di distribuzione nazionale. Come è noto, questo gas è prodotto da giacimenti situati anche a grandi distanze dal mercato e dai siti di stoccaggio, che sono invece collocati di norma nei pressi

del mercato stesso; queste distanze possono essere anche dell'ordine di diverse migliaia di km. In Italia, lo stoccaggio è realizzato esclusivamente in modo convenzionale, cioè in giacimenti di gas esauriti (Fig. 2). Questa scelta è dettata sia dalle caratteristiche minerarie e geologiche del nostro Paese, sia dal fatto che l'esaurimento di molti giacimenti ha reso disponibili strutture geologiche ad alto grado di sicurezza, adatte a essere tecnicamente convertite a campi di stoccaggio.

Un giacimento di stoccaggio è un ammasso roccioso poroso e permeabile in grado di garantire un accumulo in sicurezza del gas naturale; il processo è reversibile, e quindi il giacimento permette l'erogazione del gas quando è richiesto dal mercato. In Italia si utilizzano giacimenti costituiti da formazioni geologiche di natura sabbiosa, situati mediamente tra i 1000 e i 2500 m di profondità. Affinché un qualsiasi giacimento di idrocarburi (esaurito o in via di esaurimento) sia idoneo allo stoccaggio gas, deve presentare caratteristiche specifiche relativamente alla conformazione sia della roccia serbatoio, sia della roccia di copertura, che ha il compito di mantenere il gas confinato nel sottosuolo. Idealmente, la roccia serbatoio deve essere caratterizzata da alti valori di porosità e permeabilità, da cui dipendono, rispettivamente, il volume di gas stoccabile e la capacità di movimentazione del gas in giacimento, che deve essere tale da poter consentire l'iniezione o la produzione di un certo volume di gas nei tempi necessari imposti dal sistema (iniezione estiva e produzione invernale).

Il giacimento di stoccaggio è quindi un sistema geologico idoneo a garantire il confinamento del gas iniettato e la sua erogazione controllata per rispondere alle

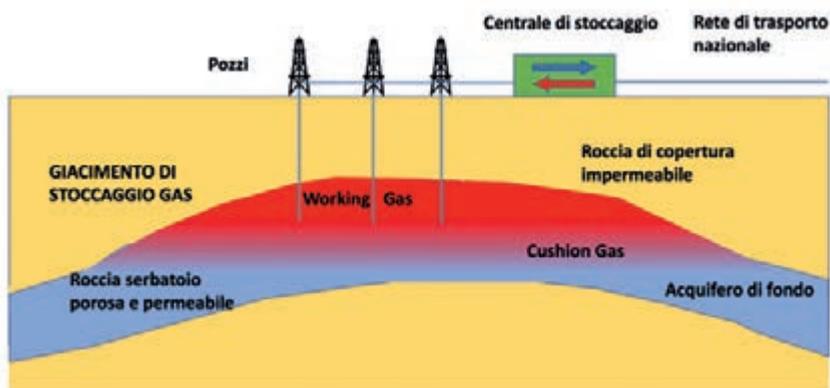


Fig. 2. Stoccaggio convenzionale in giacimenti di gas esauriti.

richieste del mercato, in termini di punta (portata oraria) e di portata giornaliera. La scelta dei sistemi geologici da convertire a stoccaggio gas richiede un'attenta analisi dei dati geologici e dei parametri petrofisici delle strutture geologiche sepolte. In particolare, devono essere valutate: 1) le caratteristiche delle rocce di copertura e delle rocce serbatoio; 2) la forma e la dimensione del giacimento; 3) l'ampiezza e le caratteristiche dell'acquifero sottostante il giacimento che ne garantisce la chiusura inferiore e laterale.

Si ricorda che proprietà petrofisiche essenziali che caratterizzano una roccia serbatoio sono:

- la porosità, che è il rapporto tra il volume dei vuoti idraulicamente interconnessi e il volume totale della roccia, da cui dipende la capacità di stoccaggio. Elevati valori di porosità consentono l'immagazzinamento di un maggiore volume di gas a parità di volume del giacimento;
- la permeabilità, che regola la velocità con cui il gas è in grado di muoversi all'interno della roccia porosa: quanto maggiore è la permeabilità della roccia serbatoio, tanto più questa è idonea a essere utilizzata per il servizio di stoccaggio, sia nella fase di iniezione che in quella di erogazione, in quanto il gas può muoversi più rapidamente entro la roccia porosa, determinando, di conseguenza, maggiori portate orarie e di punta.

Come accennato, gli stoccaggi sotterranei di gas naturale possono essere realizzati in diversi tipi di strutture geologiche, e precisamente:

- In giacimenti di gas esauriti o in via di esaurimento (stoccaggio convenzionale). Si tratta di strutture geologiche naturali in cui il gas naturale si è accumulato e si è conservato per tempi dell'ordine dei milioni di anni, fino al momento della scoperta del giacimento. Una volta terminata la fase di produzione industriale, questi giacimenti, sulla base dei dati raccolti, sono stati convertiti in giacimenti di stoccaggio, adeguando il sistema di pozzi alla nuova funzionalità tecnica e realizzando gli idonei impianti di superficie, nel rispetto delle sempre più moderne conoscenze nel campo della sicurezza e del monitoraggio ambientale.
- In giacimenti esauriti di greggio o acquiferi salini profondi (stoccaggio semi-convenzionale). Anche in questo caso si tratta di strutture geologiche naturali, che però in origine contenevano prevalentemente idrocarburi liquidi,

e non gassosi. Relativamente alla possibilità di stoccaggio gas in acquiferi salini profondi, cioè in strutture geologiche idraulicamente confinate, porose e permeabili al pari di un giacimento di idrocarburi, ma sature d'acqua salata non suscettibile di alcun utilizzo né civile, né industriale, si ricorda che è una soluzione tecnica di un certo interesse, poiché si tratta di strutture geologiche molto diffuse in natura. Lo stoccaggio avviene iniettando gas nella sommità del giacimento, e quindi spiazzando verso il basso l'acqua presente nel mezzo poroso; la creazione del volume di stoccaggio avviene quindi contestualmente all'avvio delle prime operazioni di stoccaggio. Giacimenti di questo tipo sono presenti in Francia, USA, Canada, ma non in Italia.

- In altre tipologie di vuoti sotterranei (stoccaggi speciali), come lo stoccaggio in miniere non più utilizzate o cavità ricavate in formazioni saline più o meno profonde. Stoccaggi di questo tipo sono presenti in vari paesi, come Germania, Francia, Canada, etc., ma non in Italia.

All'interno di un qualsiasi giacimento di stoccaggio gas, per fini gestionali e tecnologici, si distinguono e si classificano i seguenti volumi di gas:

- *Working Gas*: volume di gas effettivamente producibile o stoccabile in giacimento, il gas “che lavora”, prodotto in inverno e stoccato in estate.
- *Cushion Gas*: volume di gas indispensabile per mantenere un'adeguata pressione minima operativa, necessaria per il corretto svolgimento delle operazioni di stoccaggio. Spesso si tratta di un volume di gas già esistente in giacimento, ma non prodotto durante la fase di coltivazione industriale; nei casi in cui il volume di *cushion gas* non sia più disponibile, si deve procedere alla reiniezione delle quantità necessarie di gas, che sarà permanentemente immobilizzato in giacimento fino al termine della vita utile del giacimento stesso. In quest'ultimo caso, si tratta dell'immobilizzazione a lungo termine di un non trascurabile capitale, che deve essere messo a disposizione dall'Impresa di stoccaggio.

Per completezza, si riportano di seguito anche le precise definizioni di legge (Art. 2, Dlgs. 164/2000).

*Working Gas*: “quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas pro-

ducibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari”.

*Cushion Gas*: “quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio che è necessario mantenere sempre nel giacimento e che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio”.

Inoltre, si ricorda che, per legge, una parte del *working gas* deve essere mantenuto in giacimento per garantire la riserva strategica; in Italia, attualmente è pari a poco più di 4,6 Gm<sup>3</sup>. L'utilizzo di questo gas è disposto con apposito decreto dal Ministero dello Sviluppo Economico (Decreto Ministeriale 29 marzo 2012).

Infine, per la corretta gestione tecnologica degli stoccaggi, è indispensabile definire anche la:

- Portata di punta, o “disponibilità di punta giornaliera”: portata giornaliera massima che può essere prodotta dal giacimento di stoccaggio.
- Efficienza: rapporto tra il volume di *working gas* e il volume di gas “immobilizzato”. Il gas “immobilizzato” è definito come la somma dei volumi di *working gas*, *cushion gas* e della riserva di gas che era eventualmente già presente in giacimento al tempo della sua conversione a giacimento di stoccaggio.

Durante l'esercizio di un giacimento di stoccaggio gas nel sottosuolo, non può essere superata la pressione che si aveva nel giacimento all'inizio della fase di produzione (pressione originaria): solo a seguito di attente e approfondite valutazioni, studi e sperimentazioni di campo può essere autorizzato lo stoccaggio in sovrappressione, cioè a pressione maggiore rispetto a quella originaria del giacimento. I motivi che possono indurre i titolari di concessioni di stoccaggio a richiedere l'autorizzazione all'esercizio in sovrappressione è legata al fatto che in tal modo è possibile aumentare la capacità di stoccaggio senza dover realizzare nuove infrastrutture e impianti, e quindi occupare ulteriori aree di territorio dedicate a questa attività industriale. Dopo una lunga fase di sperimentazione, iniziata nel 2002, il campo di stoccaggio di “Settala” (MI) ha ricevuto nel 2010 l'autorizzazione all'esercizio in sovrappressione, che ha permesso un aumento del volume di *working gas* del 40%, a fronte di un aumento del 7% della pressione originaria.

## Pozzi di erogazione/reiniezione

I pozzi permettono il collegamento e la movimentazione del gas naturale tra il giacimento e la superficie (centrale di stoccaggio) e viceversa. La dimensione e il numero di pozzi presenti in un giacimento di stoccaggio variano in funzione delle caratteristiche del giacimento e delle necessità del mercato, in termini di prestazioni per unità di tempo. Ciascun pozzo è realizzato in modo da massimizzare l'erogazione e l'iniezione del gas in tutto il giacimento. Le caratteristiche petrofisiche e strutturali del giacimento determinano il numero dei pozzi e il relativo dimensionamento, nonché le prestazioni in termini di portata. A seguito degli studi di giacimento, ogni pozzo è ubicato in modo da massimizzare l'efficienza dal punto di vista della portata sia nella fase di erogazione, sia in quella di iniezione. Analogamente ai pozzi utilizzati per la produzione degli idrocarburi, la struttura dei pozzi di un giacimento di stoccaggio è costituita:

- All'esterno, da sezioni di foro concentriche, rivestite da tubi di acciaio (*casing*). Ogni volume anulare compreso tra foro e casing è riempito di malta cementizia ad alta resistenza, per garantire sia l'ancoraggio meccanico del casing alla roccia e l'isolamento idraulico del giacimento. I casing si distinguono in superficiale, intermedio e di produzione a seconda del posizionamento e della funzione tecnica specifica.
- All'interno, da un ulteriore tubo di acciaio (*tubing*) che ha lo scopo di garantire il flusso del gas in condizioni di sicurezza e durata nel tempo. I casing e il tubing di produzione sono collegati in superficie a una serie di valvole che costituiscono la cosiddetta "testa pozzo", unica parte visibile in superficie.
- In superficie, da sistemi di sicurezza e di chiusura pozzo progettati per garantire la chiusura automatica e immediata del pozzo in caso di emergenza. La barriera di sicurezza principale è rappresentata dalle valvole di sicurezza, che si chiudono automaticamente in caso di valori anomali di pressione e portata. Nel pozzo sono presenti più valvole di sicurezza. L'efficienza delle valvole di sicurezza è verificata periodicamente tramite test di funzionalità.

## Centrale di stoccaggio

La centrale di stoccaggio collega la rete di trasporto nazionale (RTN) con il giacimento. Si tratta di un piccolo impianto industriale che comprende gli impianti

di compressione e trattamento del gas. Nella centrale di stoccaggio sono allocate tutte le apparecchiature necessarie all'iniezione in sottosuolo, all'erogazione in superficie e al trattamento del gas prima della riconsegna alla RTN.

Tecnicamente, la pressione (originaria) di un giacimento di stoccaggio è funzione delle caratteristiche geologiche del sito, ed è mediamente superiore ai valori di esercizio della RTN. Gli impianti di compressione assolvono al compito di portare la pressione del gas proveniente dalla RTN, che si trova a una pressione massima di circa 75 bar, a quella necessaria per la reiniezione nei giacimenti di stoccaggio, che possono raggiungere pressioni fino a 150-200 bar. La compressione è effettuata con compressori centrifughi ad alta prevalenza, azionati da turbine a gas, oppure con compressori volumetrici azionati da motori a gas o elettrici.

Il gas depositato nei giacimenti di stoccaggio è prelevato dalla RTN nella stagione estiva e riconsegnato alla medesima durante l'inverno. Per poter essere immesso nella RTN, e da questa alla rete di distribuzione, il gas prodotto dagli stoccaggi deve essere riportato alle specifiche tecniche di qualità dettate dall'Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente (<https://www.arera.it/it/index.htm>). L'impianto di trattamento è l'insieme delle infrastrutture necessarie a portare a norma commerciale il gas erogato dallo stoccaggio, che deve rispondere a ben precisi requisiti di qualità, pressione e temperatura per poter essere immesso nella RTN. In particolare, il trattamento consiste nella separazione dei liquidi associati al gas (acqua e piccole tracce di idrocarburi liquidi) e nell'assorbimento del vapore acqueo con particolari impianti di disidratazione.

Gli impianti di una centrale di stoccaggio sono sempre presidiati, ma possono essere gestiti anche da remoto con un sistema di telecontrollo. Va da sé che, al pari di qualsiasi altro impianto industriale, le centrali di stoccaggio sono progettate e costruite secondo le normative nazionali relative alla sicurezza e al rispetto dell'ambiente, rispondendo a precise e severe norme per quanto riguarda l'impatto acustico, visivo, la gestione della sicurezza e i controlli ambientali. “Il rispetto dei più alti standard in termini di salute e sicurezza rappresenta una delle principali prerogative sin dalle primissime fasi di progettazione e realizzazione di un progetto di stoccaggio. L'applicazione coordinata delle normative di sicurezza mineraria (di competenza dei tecnici del Ministero dello sviluppo economico) e della normativa “Seveso”, relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti (di competenza dei Comitati Tecnici Regionali presieduti dai comandanti regionali o interregionali dei Vigili del Fuoco), garantiscono alti livelli di sicurezza per i lavoratori e la popolazione.

In particolare l'esame del progetto da parte dei Comitati Tecnici Regionali, finalizzato alla identificazione e quantificazione del rischio, permette la definizione e l'applicazione di programmi di prevenzione e protezione della popolazione specifici per ogni impianto" (Fonte: MISE).

## **Sistema di dispacciamento**

Il sistema di dispacciamento operativo consente, mediante un apparato di telecontrollo in tempo reale, l'acquisizione dei parametri di flusso (portate e pressioni) e di esercizio degli impianti delle varie centrali di stoccaggio e la loro gestione in telecomando, assicurando le attività di iniezione e di erogazione del gas secondo le richieste della programmazione commerciale e operativa. Allo stesso tempo, esso garantisce anche il presidio della sicurezza dei vari componenti del sistema di stoccaggio stesso. A tal fine, il sistema di dispacciamento opera il costante e continuo monitoraggio dei parametri d'esercizio e predispose le relative azioni nel campo di stoccaggio. Gli impianti dei singoli campi sono in ogni caso dotati di propri sistemi di sicurezza che, in modo autonomo e automatico, intervengono prima che si verifichino situazioni di criticità.

A questo proposito, si richiamano le definizioni di legge: "L'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è attività di interesse pubblico". (Art. 8, Dlgs. 164/2000). "Dispacciamento: attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori". (Art. 2, Dlgs. 164/2000).

## **Giacimenti di stoccaggio in Italia**

Il primo stoccaggio di gas naturale nel sottosuolo fu realizzato negli Stati Uniti nel 1915. In Europa, l'Italia fu tra i primi paesi ad eseguire prove di stoccaggio, condotte nel 1964 dall'Agip<sup>1</sup> nel giacimento di Cortemaggiore, già sfruttato per la

---

<sup>1</sup> Agip (Azienda Generale Italiana Petroli), fondata nel 1926, è stata la compagnia petrolifera pubblica italiana fino al 1998. Il suo campo operativo spaziava dall'esplorazione petrolifera, alla produzione e distribuzione di prodotti petroliferi, come benzine, gasolio, oli lubrificanti, *etc.* La compagnia

produzione di gas, ed allora in via di esaurimento. Negli anni successivi, di fronte alle necessità di regolare la produzione e viste le nuove condizioni del mercato, sempre più attirato da questa fonte già percepita come protagonista della transizione energetica, l'Agip convertì allo stoccaggio altri giacimenti di gas naturale dell'area lombarda (Sergnano, Brugherio e Ripalta).

L'aspetto strategico dello stoccaggio gas come importante strumento per fronteggiare eventuali difficoltà di approvvigionamento, fu però pienamente compreso solo nei primi anni 1970. Nacque così un programma di poten-

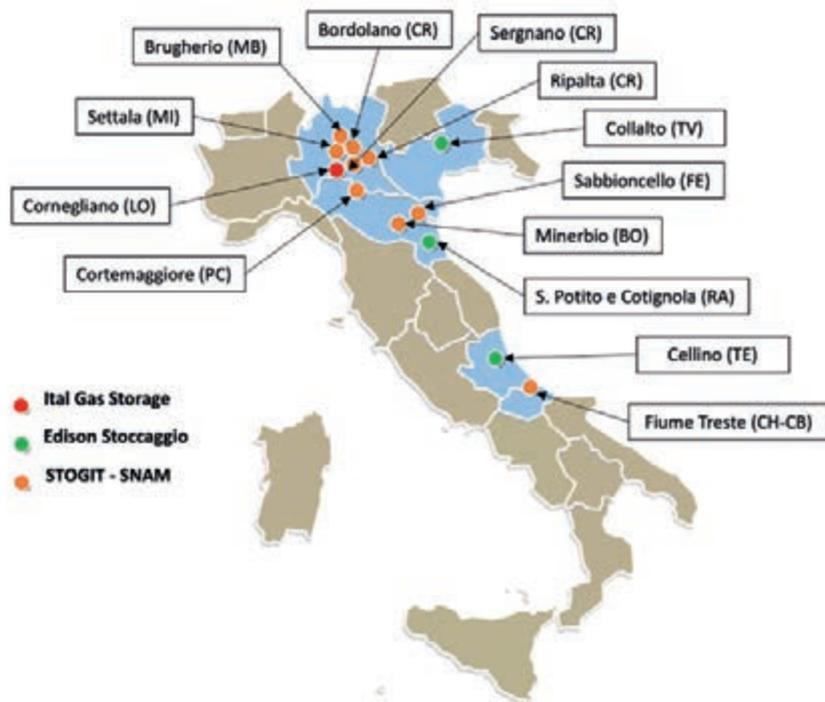


Fig. 3. Concessioni attive per campi di stoccaggio gas in Italia (2020).

subì profonde trasformazioni al termine della seconda Guerra mondiale e dal 1953 fu inglobata nel gruppo Eni. Agip e Eni sono state le protagoniste dello sviluppo industriale italiano del dopoguerra. Senza dubbio, tali aziende sono state preminenti interpreti del lavoro e della industria italiana a livello internazionale.

ziamento che portò alla realizzazione di altri 70 pozzi nei siti di stoccaggio già esistenti, nonché con la conversione di altri 4 giacimenti in esaurimento (Minerbio e Sabbioncello in Emilia-Romagna, Fiume Treste (San Salvo) in Abruzzo, e Settala, ancora in Lombardia). Nel 1984 anche Edison avviò un'attività di stoccaggio in Abruzzo (Cellino), alla quale, circa dieci anni più tardi, se ne aggiunse una seconda in Veneto (Collalto). Negli ultimi 10 anni sono stati realizzati tre nuovi impianti di stoccaggio (San Potito e Cotignola, Edison stoccaggio, in Emilia Romagna; Cornegliano, Ital Gas Storage, in Lombardia e Bordolano, Stogit, in Lombardia). Una nuova concessione è stata rilasciata nell'agosto del 2012 in Basilicata (Cugno Le Macine, Geogastock), ma i lavori di costruzione non sono ancora iniziati.

Attualmente in Italia esistono 15 concessioni per campi di stoccaggio di gas naturale, di cui solo 13 attive (Fig. 3); complessivamente, esse hanno una capacità di stoccaggio pari a circa  $17,6 \text{ Gm}^3$ . Ogni anno gli stoccaggi contribuiscono all'approvvigionamento del sistema gas italiano per circa  $12 \text{ Gm}^3$ .



CAPITOLO 7

IL PETROLIO GREGGIO E GLI IDROCARBURI  
NON CONVENZIONALI

<b>I numeri<sup>1</sup> del greggio nel mondo – anno 2019</b>				
Energia primaria	Generazione elettrica	Produzione annua (P)	Riserve certe (R)	Rapporto R/P
<b>33%</b>	<b>3,1%</b>	<b>34.7 Gbb1</b>	<b>1663 Gbb1</b>	<b>47 anni</b>

Il petrolio greggio è una miscela naturale di idrocarburi liquidi costituita principalmente da alcani (lineari e ramificati), cicloalcani e, in quantità minore, da idrocarburi aromatici (mono-, bi- e poli- ciclici). Il rapporto tra queste tre tipologie di molecole varia a seconda del giacimento da cui viene estratto: in media, a livello mondiale, un greggio contiene il 30% di alcani, il 40% di cicloalcani, il 25% di idrocarburi aromatici, mentre il restante 5% è rappresentato da altre sostanze. I greggi ad alto contenuto di alcani sono detti “greggi paraffinici”, mentre quelli ad alto contenuto di cicloalcani sono detti “greggi naftenici”. Inoltre, nei greggi sono presenti, di norma, anche eterocomposti solforati (solfori e disolfuri), azotati (chinoline) e ossigenati (acidi naftenici, terpeni e fenoli), in percentuale variabile, ma solitamente contenuta tra il 5 e il 7% in massa, oltre a metalli pesanti (Va, Ni, Mo, Co, *etc.*, che possono essere presenti nelle tracce di acqua emulsionate nel greggio). Data l’elevata complessità di questa miscela a base di idrocarburi, per

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati ENI e BP.

definire la composizione di un greggio si preferisce indicarne la composizione elementare, anziché indicare i tipi di molecole che lo costituiscono: di norma si ha C = 85%, H = 13%, mentre il restante 2% è costituito da altri elementi.

Il petrolio greggio si trova in giacimenti sepolti nella crosta terrestre, a profondità comprese tra 1000 e 8000 m circa. Il petrolio (dal tardo latino *petroleum*, olio di roccia) è un liquido infiammabile, viscoso, normalmente di colore nero o marrone scuro, ma può essere anche verdognolo, o più chiaro, arrivando in alcuni casi fino all'arancione. Si definisce “greggio” il petrolio così come è estratto dal sottosuolo, prima di subire i trattamenti finalizzati a trasformarlo in prodotti lavorati utilizzabili: infatti, il greggio in sé non è suscettibile di alcun uso diretto, ma deve essere lavorato nelle raffinerie per trasformarlo nei cosiddetti “prodotti petroliferi”, come benzina, diesel, cherosene (*jet fuel*), lubrificanti, *etc.*

Esistono centinaia di tipologie di greggi, diversificati per le loro proprietà fisiche (densità e viscosità), per il rendimento in fase di raffinazione, per il tenore in zolfo o in metalli pesanti, *etc.* Questi ultimi devono essere rimossi in fase di raffinazione, operazione tanto più onerosa quanto più alto è il tenore in zolfo. Frequentemente, ma non sempre, i greggi più densi hanno un maggior tenore in zolfo. Nell'industria petrolifera si usa una classificazione dei greggi basata sulla misura della densità e della “acidità” (o tenore in zolfo). Nella pratica commerciale, la densità non è espressa in unità del SI, ma in un'unità tecnica, detta “Grado API” (*American Petroleum Industry*, il principale ente normativo in campo petrolifero). Il grado API (*API gravity*, abbreviato in °API) è definito come segue:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{Specific Gravity}} - 131,5$$

La *Specific Gravity* esprime la densità relativa del greggio rispetto all'acqua a parità di temperatura, ovvero il rapporto tra la massa di un volume di un greggio a 60°F (15.6°C) e la massa di un pari volume d'acqua, anch'essa a 60°F. Un grado API superiore a 10 (ad es., 40 °API = 825 kg/m<sup>3</sup>) indica che il greggio è più leggero dell'acqua, e viceversa: un grado inferiore a 10 (ad es., 8 °API = 1014 kg/m<sup>3</sup>) indica che il petrolio è più denso dell'acqua. Di norma, il greggio ha però quasi sempre una densità minore di quella dell'acqua.

La scala di densità dei greggi commerciali varia approssimativamente da 10 °API (greggi molto pesanti, con una densità uguale a quella dell'acqua) a oltre 45 °API (greggi ultra-leggeri).

Un altro modo di classificare il greggio è in base al suo contenuto in zolfo (sotto forma di H<sub>2</sub>S o legato in altro modo): si definiscono “acidi” (*sour*) i greggi con alto contenuto in zolfo, “dolci” (*sweet*) quelli con basso contenuto in zolfo. In base a questi parametri (densità e contenuto in zolfo), si hanno diverse classificazioni: una tra le più utilizzate a livello commerciale è quella riportata in Tabella I.

<b>Denominazione</b>	<b>Densità (gradi API)</b>	<b>Contenuto in S (% in peso)</b>
Ultra Light	API ≥ 50	
Light and Sweet	35 ≤ API < 50	S < 0,5
Light and Medium Sour	35 ≤ API < 50	0,5 ≤ S < 1
Light and Sour	35 ≤ API < 50	S ≥ 1
Medium and Sweet	26 ≤ API < 35	S < 0,5
Medium and Medium Sour	26 ≤ API < 35	0,5 ≤ S < 1
Medium and Sour	26 ≤ API < 35	S ≥ 1
Heavy and Sweet	10 ≤ API < 26	S < 0,5
Heavy and Medium Sour	10 ≤ API < 26	0,5 ≤ S < 1
Heavy and Sour	10 ≤ API < 26	S ≥ 1
Ultra Heavy	API < 10	

Tab. I. Classificazione dei greggi in base a densità e contenuto in zolfo.

Il greggio proveniente dai giacimenti e prodotto a testa pozzo è costituito da un'emulsione di idrocarburi, acqua salata, gas naturale (principalmente metano), composti solforati e sostanze inerti come sabbia e metalli pesanti. Analogamente al gas naturale, prima di essere immesso negli oleodotti o caricato su petroliere per il successivo invio alle raffinerie, e quindi alla commercializzazione, il greggio deve essere sottoposto ad una serie di trattamenti in prossimità dei luoghi di produzione, quali il degasamento, la disidratazione, e la desolforazione.

Il degasamento prevede la liberazione del gas naturale presente nel greggio nelle condizioni termodinamiche di giacimento, tecnicamente detto “gas associato”. Il fluido prodotto dai pozzi è fatto transitare all'interno di separatori, recipienti in pressione nei quali il fluido subisce un salto di pressione, liberando gas, e separando per gravità la maggior parte dell'acqua. Il gas associato è del tutto simile al gas naturale presente nei giacimenti di gas, e quindi è commer-

cializzato in modo analogo. La disidratazione è invece mirata a eliminare la restante acqua presente nel greggio, spesso presente sotto forma di emulsione: in questo caso, la disidratazione è più complessa, ed è realizzata con prodotti chimici emulsionanti (tensioattivi), con il riscaldamento della miscela o con altri processi fisici. A volte, è necessaria anche la desolforazione e la desalinificazione, cioè la rimozione dei componenti solforati e delle eventuali tracce di sali, fino a portare il tenore di zolfo a norma commerciale. Al termine dei trattamenti, il greggio è inviato ai serbatoi di stoccaggio.

Nei giacimenti a terra e, fin dove possibile, in quelli a mare, il trattamento e lo stoccaggio del greggio è fatto in terraferma. In giacimenti *offshore* molto lontani dalla costa può essere necessario realizzare il trattamento e lo stoccaggio del greggio direttamente in mare. Ciò può essere fatto sulla stessa struttura di produzione (piattaforma fissa o galleggiante) oppure mediante una nave cisterna ancorata permanentemente in prossimità dei pozzi: in questo caso la nave cisterna serve anche per lo stoccaggio temporaneo del greggio, ed è dotata di tutte le attrezzature per il caricamento periodico del prodotto su navi petroliere che eseguono il trasporto vero e proprio. Una nave cisterna attrezzata per il solo stoccaggio e scarico è detta FSO (*Floating Storage Offloading*), mentre se è attrezzata anche per il trattamento, è detta FPSO (*Floating Production Storage Offloading*). Il caricamento periodico del greggio sulle petroliere avviene per mezzo di boe ancorate nelle vicinanze della nave cisterna stessa.

Le varie partite di greggio disponibili sul mercato non hanno necessariamente lo stesso valore commerciale. Il “prezzo del petrolio” è infatti solo una quotazione di borsa, e indica il prezzo massimo cui può essere scambiato sul mercato fisico, ma soprattutto finanziario. I seguenti criteri forniscono una linea guida del tutto generale per distinguere un greggio pregiato da uno meno pregiato:

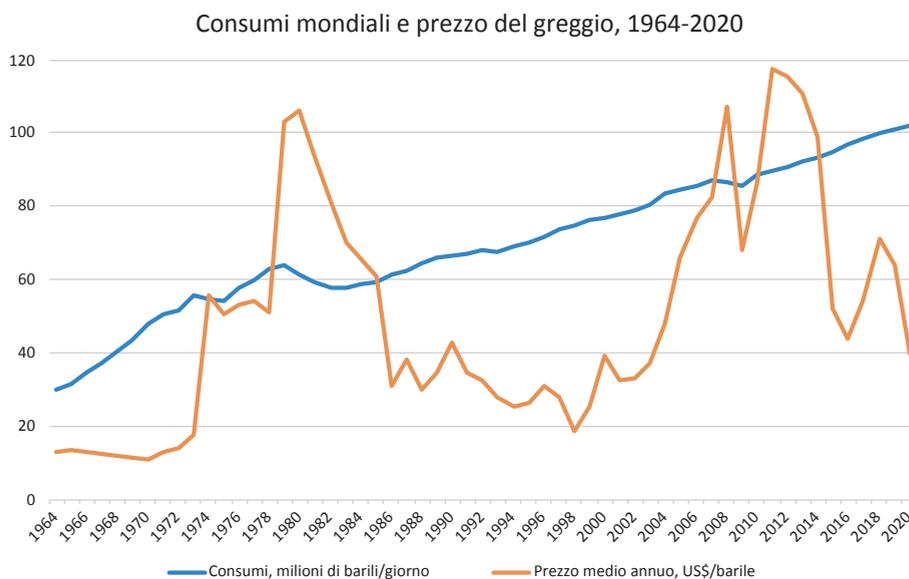
- Contenuto in zolfo ed eventuale presenza di metalli pesanti, ad es., il vanadio. Entrambi gli elementi devono essere rimossi durante la raffinazione, operazione tanto più onerosa quanto maggiore è il loro tenore. La valutazione di questi parametri è molto importante in fase di progetto degli impianti per la raffinazione: infatti, greggi acidi o con contenuto di vanadio elevato richiedono impianti più costosi e particolarmente resistenti alla corrosione. La presenza di zolfo va comunque anche limitata per motivazioni ambientali relative alla composizione dei prodotti petroliferi raffinati;

- Percentuale di benzine. In generale, i greggi che contengono una maggior quantità di idrocarburi a basso peso molecolare (“frazioni leggere”, quali le benzine) sono più costosi, anche se esistono eccezioni. La benzina è il prodotto di raffinazione commercialmente più richiesto e più remunerativo, per cui i processi di raffinazione puntano all’aumento delle quantità e qualità delle benzine ottenibili da un volume unitario di greggio, alleggerendo i prodotti pesanti (*cracking*) o appesantendo quelli leggeri; un greggio con alta resa in benzina ha un valore commerciale maggiore;
- Densità. Un greggio più denso di norma contiene un maggior numero di molecole pesanti, la cui composizione è simile a quella del residuo finale della raffinazione, il cosiddetto “olio combustibile”, che è un carburante di basso pregio e di utilizzo limitato, utilizzato quasi solo nei motori diesel delle grandi navi. Per la raffinazione dei greggi pesanti, che hanno una resa primaria in benzine piuttosto bassa, sono necessari impianti di raffinazione dedicati e lavorazioni più costose (*visbreaking*), per rompere le molecole pesanti e convertirle in prodotti leggeri.

Il greggio è quotato in borsa e commercializzato in “barili” (*barrel*, bbl)<sup>2</sup>. Si ricorda che il greggio non è classificato o apprezzato per il valore del suo potere calorifico (come ad es. il carbone), poiché normalmente esso non è destinato ad usi termici, ma alla trasformazione in materiali più complessi, e quindi il prezzo è anche legato alla sua “resa” in raffineria, ovvero alla percentuale di prodotti pregiati (benzine, gasolio, *etc.*) ottenibili da un volume unitario di greggio. A volte il greggio è commercializzato anche in tonnellate, ed è quindi necessario stabilire la conversione in base alla sua densità (anche se spesso – ma non sempre – si utilizza una densità standard). L’unità di misura denominata tep (tonnellata equivalente di petrolio, TOE in inglese, *ton of oil equivalent*) indica la quantità di energia generata nella combustione di una tonnellata di greggio. Una tep vale circa 42 GJ. Il valore della tep è fissato convenzionalmente, poiché le diverse varietà di greggio hanno poteri calorifici diversi. L’IEA/OCSE definisce la tep pari a 41868 GJ o 11630 kWh. Altre organizzazioni o alcuni Paesi adottano fattori di conversione simili, anche se leggermente diversi. In Italia si è a lungo utilizzato il valore 1 tep

---

<sup>2</sup> Unità di misura del volume del sistema tecnico anglosassone (Imperial Units). Un barile è un volume pari a 42 galloni (U.S.), cioè circa 159 litri



*Fig. 1. Andamento storico (anni 1964–2020) del consumo medio giornaliero di greggio nel mondo (milioni di barili/giorno) e del prezzo medio delle sue quotazioni di borsa (US\$/barile, prezzi attualizzati all'anno 2015). Fonte: rielaborazione dati BP, Statistical Review of World Energy.*

= 41860 GJ. Un'unità di misura analoga è il barile equivalente di petrolio (bep, o Barrel of Oil Equivalent, BOE), per convenzione pari a 0,146 tep.

Negli ultimi decenni, la variazione del prezzo del petrolio, in positivo e in negativo (Fig. 1), la consapevolezza che le riserve sono in numero finito e una maggiore sensibilità nei confronti dell'ambiente ha spinto le politiche di numerosissimi Paesi verso una maggior diversificazione delle fonti energetiche, contribuendo positivamente ad un sempre maggior sviluppo delle fonti rinnovabili.

## Utilizzi del petrolio greggio

Non è il caso di tentare un elenco completo degli utilizzi del greggio. Si ricorda comunque che esso è la base per la produzione di una larga schiera di prodotti di sintesi, come combustibili per il settore dei trasporti (benzina, gasolio, *jet fuel*, etc.), prodotti di base per l'industria petrolchimica, materiali plastici in genere,

lubrificanti, gomme sintetiche, fibre tessili, coloranti, prodotti farmaceutici, colle, solventi, vernici, detergenti, fertilizzanti, antiparassitari, agrofarmaci, *etc.* Per qualunque considerazione circa il futuro del greggio, non bisogna però dimenticare che oggi il solo settore dei trasporti, legato alla mobilità di persone e merci, assorbe circa il 65% della produzione di greggio. Solo un cambiamento radicale delle modalità di trasporto e mobilità della società del futuro, potrà cambiare gli attuali assetti del greggio, e diminuire la sua importanza percentuale nel paniere delle fonti energetiche primarie.

Relativamente alla petrolchimica, si ricorda che dal greggio si ottengono le molecole di base che rappresentano la materia prima per produrre materie plastiche, insostituibili per le loro specifiche proprietà di resistenza, plasticità, durezza, elasticità, indeformabilità, aderenza, impermeabilità, malleabilità, *etc.* Le quattro molecole di base più usate sono l'etilene, il propilene, il butadiene e il benzene, poiché la loro struttura molecolare le rende particolarmente adatte a ricomporsi in lunghe catene organizzate. La complessità dei materiali di sintesi prodotti dal settore petrolchimico è realizzata con numerosi passaggi e diversi processi produttivi attraverso i quali si giunge a un'infinita varietà di prodotti. Ad es., dall'etilene, la molecola di base più utilizzata al mondo, mediante polimerizzazione si ottiene il polietilene (PE), utilizzato per gli imballaggi, compresi i famigerati vecchi sacchetti "di plastica", contenitori per liquidi, rivestimenti impermeabili, *etc.*

I sottoprodotti del greggio non più utilizzabili dal settore dei trasporti e dall'industria petrolchimica (olio combustibile) sono impiegati come carburante nei grandi motori marini (*bunker oil*), oppure nelle centrali termoelettriche per la produzione di energia (centrali a olio combustibile, sempre meno diffuse) o anche in impianti di riscaldamento domestico e di produzione di acqua calda, soprattutto in zone non servite dalla rete di distribuzione del gas naturale.

## **Trasporto in condotta e via nave**

*Oleodotti.* Le tecnologie di trasporto in condotta del greggio, ma anche dei suoi derivati, sono ormai ben consolidate sulla base di esperienze e applicazioni in uso da oltre un secolo. Ancora oggi, quando è possibile, la condotta è preferibile al trasporto via nave principalmente per due motivi: le quantità trasferibili via tubo sono maggiori rispetto a quelle via nave, e l'impatto ambientale del

trasporto marittimo è statisticamente più significativo e più difficile da gestire. Inoltre, molto spesso la condotta è il percorso più breve per collegare il luogo di produzione a quello di raffinazione. Tuttavia, sia per la natura dei fluidi trasportati sia per la natura tecnologica delle condotte, l'impatto ambientale di questo metodo non è nullo, e l'attenzione della tecnologia è dedicata a minimizzarne l'entità.

Il trasporto del greggio su lunghe distanze con condotte sottomarine è limitato dagli aspetti di pompaggio, che impongono la presenza di stazioni intermedie di compressione, con costi che possono rendere le condotte non competitive rispetto alle navi cisterna. Il problema del pompaggio diventa quasi insuperabile quando il fondale da attraversare è molto profondo e irregolare (ad es., le condotte che attraversano il Mediterraneo), tanto che gli unici esempi di condotte sottomarine di lunghezza significativa per il trasporto del greggio si trovano nel Mare del Nord, su percorsi caratterizzati da una morfologia molto regolare.

*Navi petroliere (oil tanker).* La fase del trasporto del greggio via mare è molto critica dal punto di vista della sicurezza, poiché un incidente può causare gravi forme di inquinamento dell'ambiente marino, e ciò a fronte di una dimensione globale del traffico petrolifero ancora oggi in crescita. La produzione mondiale di greggio e di prodotti petroliferi (benzine, gasolio, *etc.*) sono oggetto di scambio internazionale per oltre il 75% dei volumi. Il trasporto via mare riguarda soprattutto il commercio intercontinentale, effettuato tra aree di produzione e consumo diverse, e anche molto lontane tra loro.

Le navi petroliere di ultima generazione sono navi cisterna dotati di un numero elevato di serbatoi frazionati, indipendenti l'uno dall'altro, dotate di doppio scafo. Esse sono equipaggiate da sofisticati sistemi di sicurezza, per minimizzare il rischio ambientale in caso di incidente, e possiedono sistemi di pulizia delle cisterne che permettono di raccogliere i residui oleosi e trattarli in impianti a terra, anziché scaricarli in mare, come spesso si faceva in passato. Un tempo, esistevano petroliere enormi, con una capacità di carico fino ad oltre mezzo milione di tonnellate di greggio; le mutate condizioni del mercato nonché di sicurezza del trasporto e di necessità di incrementare la tutela ambientale hanno reso queste navi desuete. Si rileva che lo sviluppo della tecnologia e la crescente attenzione ambientale ha notevolmente ridotto l'impatto del trasporto petrolifero a scala mondiale, in termini assoluti di rilasci accidentali (<http://www.itopf.com/>), nonostante la continua crescita dei volumi trasportati, sia di greggio, sia di merci.

È ormai accertato che i rilasci accidentali di greggio dovuti a incidenti marittimi di grandi dimensioni non sono la principale origine della presenza di idrocarburi in mare, anche se ciò nell'immaginario collettivo è associato ai grandi rilasci occorsi a numerose petroliere, e il trasporto via nave è associato ai gravi incidenti che effettivamente si sono verificati. In realtà, gli sversamenti causati da piccoli incidenti operativi o dall'applicazione errata di pratiche gestionali ben codificate sono, in totale, quantitativamente più importanti. Considerati singolarmente, essi hanno però generalmente un impatto ambientale minore rispetto ai grandi incidenti che coinvolgono interi carichi, specie quando avvengono in vicinanza delle coste. Quando invece gli incidenti si verificano al largo, sono spesso meno pericolosi per l'ambiente marino, poiché in mare aperto si innescano potenti meccanismi naturali di degradazione che, soprattutto per prodotti non particolarmente tossici, riducono notevolmente le conseguenze sull'ambiente. La Figura 2 riporta alcuni dati statistici sulla quantità in massa di rilasci accidentali di petrolio greggio in mare registrata nel periodo 1970-2016.

Oggi esistono varie tipologie di navi petroliere, classificate per dimensioni e capacità di trasporto (Tab. II). Le navi di categoria *Panamax* hanno un

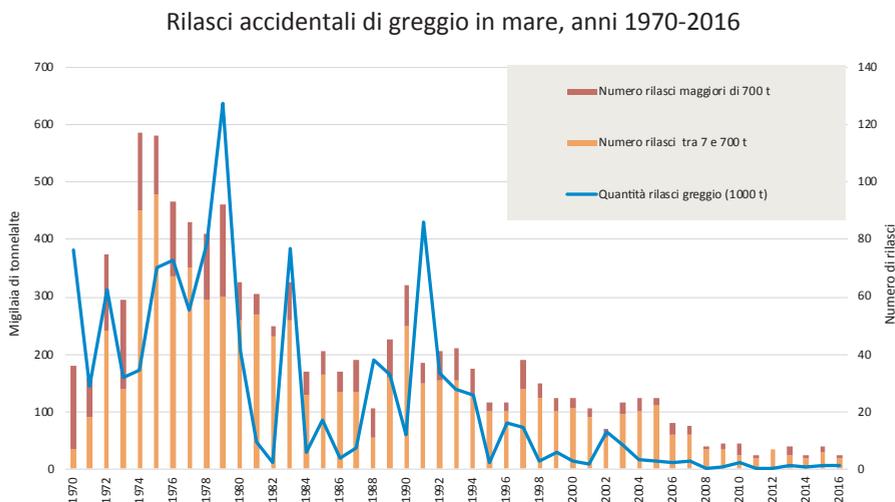


Fig. 2. *Quantità e numero di rilasci accidentali di greggio in mare, anni 1970 – 2016. Le quantità dei rilasci sono espresse in migliaia di tonnellate, e includono solo gli incidenti con rilasci superiori a 7 t. Fonte: rielaborazione dati ITOPE, International Tanker Owners Pollution Federation, 2017.*

limite di portata corrispondente alla massima capacità di transito nel canale di Panama. La necessità di passare attraverso le chiuse del canale fissa le dimensioni massime dello scafo 274,3 m di lunghezza e 32,3 m di larghezza. Le navi di categoria *Aframax* sono di norma impiegate per il trasporto di greggio a breve e medio raggio. Si noti che la portata lorda massima condiziona la possibilità della nave di poter attraccare a pieno carico nei vari porti di scarico. La categoria *Suezmax* fa invece riferimento alla capacità massima di transito nel Canale di Suez, mentre le grandi VLCC (*Very Large Crude Carrier*) sono utilizzate per il trasporto sulle lunghissime distanze. Come accennato, le ULCC (*Ultra Large Crude Carrier*), progettate alla fine degli anni 1970, non hanno mai raggiunto un pieno potenziale operativo, anche per la possibilità di poter attraccare in un numero limitatissimo di terminali marini, e oggi sono in disuso.

Tipologia di nave petroliera	Dimensioni tipiche
Panamax, 55.000-70.000 tpl	60.000 tpl, 228,6 x 32,2 x 12,6 m
Aframax, 75.000-120.000 tpl	100.000 tpl, 253 x 44,2 x 11,6 m
Suezmax, 120.000-200.000 tpl	150.000 tpl, 274 x 50 x 14,5 m
Very Large Crude Carrier (VLCC), 200.000-320.000 tpl	280.000 tpl, 335 x 57 x 21 m
Ultra Large Crude Carrier (ULCC), oltre 320.000 tpl	410.000 tpl, 377 x 68 x 23 m

*Tab. II. Attuali tipologie di petroliere (tpl, tonnellaggio di portata lorda). Le VLCC furono progettate per ovviare alla chiusura del Canale di Suez (1967-1975), che per un costringeva i carichi di greggio mediorientali a doppiare il Capo di Buona Speranza. (Fonte: Enciclopedia Idrocarburi – Treccani, 2003).*

## Gli idrocarburi non convenzionali

Da oltre vent'anni si sente spesso parlare di idrocarburi “non convenzionali” e di *shale gas* o di *shale oil*. In molti casi, la natura e la provenienza di questi idrocarburi ha generato, anche in un pubblico attento e con un minimo di bagaglio tecnico, qualche domanda legata alla comprensione di che cosa si intenda quando si parla di queste risorse. Ci si potrebbe chiedere: se non ci si riferisce al ben noto petrolio greggio e gas naturale, a quale altro tipo di idrocarburo ci si riferisce? Fermo

restando che, dal punto di vista della composizione chimica e dell'utilizzo finale, gli idrocarburi convenzionali e non convenzionali sono assolutamente identici, le principali differenze tra queste due tipologie sono le seguenti.

Gli idrocarburi convenzionali sono gli idrocarburi liquidi e gassosi contenuti nel sottosuolo all'interno delle rocce serbatoio confinate in particolari strutture geologiche, le cosiddette "trappole". Le rocce serbatoio sono caratterizzate dalla presenza di vuoti microscopici, o spazi porosi, nei quali si trovano i fluidi di interesse, gli idrocarburi appunto, insieme all'acqua. I pori delle rocce serbatoio sono però idraulicamente interconnessi, per cui esse sono caratterizzate da una permeabilità più o meno grande, che permette il flusso dei fluidi verso i pozzi e quindi in superficie. Questi fluidi, in condizioni di giacimento, rispettano contemporaneamente le leggi dell'idrostatica e le leggi ordinarie del flusso nei mezzi porosi.

Gli idrocarburi non convenzionali, invece, raggruppano una vasta gamma di risorse presenti in particolari situazioni geologiche, indipendentemente dalla presenza di trappole geologiche. L'obiettivo primario dell'esplorazione e della produzione di idrocarburi non convenzionali riguarda la ricerca di fluidi idrocarburi contenuti in rocce porose caratterizzate da permeabilità molto basse, al limite dell'impermeabilità. Questi idrocarburi si trovano in giacimenti "non convenzionali", dove l'unico elemento "non convenzionale" è la particolare roccia serbatoio che li contiene, cioè una roccia con permeabilità molto bassa, oppure si trovano in uno stato fisico "non convenzionale" (ovviamente rispetto agli idrocarburi convenzionali). Essi sono intrappolati in mezzi porosi a bassa permeabilità, e dai pozzi non si riesce a garantire una portata commerciale, in massa o in volume, sfruttando il solo gradiente di pressione.

La produttività di un giacimento di idrocarburi dipende da vari fattori, come permeabilità delle rocce serbatoio, pressione, viscosità, densità degli idrocarburi, *etc.*: per questo motivo non è possibile estrarre tutti gli idrocarburi presenti in giacimento, ma soltanto una percentuale. È il concetto di "fattore di recupero" (vedi Capitolo 4), che esprime la percentuale di idrocarburi che possono essere prodotti economicamente in base alle tecnologie oggi note e, ovviamente, al prezzo degli idrocarburi stessi sul mercato. Le tecnologie attuali permettono di raggiungere un fattore di recupero piuttosto basso, compreso tra il 5 e il 40% al massimo per i giacimenti di greggio, anche il doppio per i giacimenti di gas. Ciò significa che nei giacimenti convenzionali in produzione, o in quelli già abbandonati, rimarrà una quantità di idrocarburi maggiore di quella che è possibile estrarre: una quantità

enorme che, se fosse disponibile, permetterebbe di prolungare la durata delle riserve. Inoltre, fino ad oggi sono stati prodotti solo gli idrocarburi liquidi di migliore qualità, i più leggeri e meno viscosi, tralasciando quelli che non sono idonei ai trattamenti di raffinazione ordinari, essendo troppo densi, viscosi o ricchi di impurità, zolfo o metalli pesanti.

Poiché le riserve di greggio convenzionale continuano a essere prodotte a ritmi sostenuti, per il futuro ci si sta orientando anche verso la produzione di greggi più viscosi e densi, detti “non convenzionali” perché necessitano di tecniche speciali di coltivazione (scavi a cielo aperto, trattamento di sabbie *ex-situ*, riduzione della viscosità in giacimento con vapore, solventi, o per combustione, miglioramento della permeabilità con fratturazione controllata, *etc.*). Dal 1980 in poi, i greggi ad alta viscosità hanno acquisito un peso sempre maggiore sul mercato, e già all’inizio degli anni 2000 i greggi ad alta viscosità costituivano tra il 10 e il 12% della produzione mondiale.

## **Petrolio greggio non convenzionale**

Non considerando i ben noti processi per la liquefazione del carbone e per la conversione del gas naturale in combustibili liquidi (tecnologie GTL, *Gas-To-Liquids*), oggi vi sono diverse alternative per la produzione di idrocarburi liquidi “non convenzionali”: l’utilizzo di greggi pesanti, sabbie bituminose (*tar sand*), argille bituminose (*oil shales*) e olio di scisto (*shale oil*), di cui è peraltro impossibile fornire rigide definizioni chimico-fisiche e geologiche, poiché tra le varie categorie esiste una naturale sovrapposizione. In breve, si possono classificare varie tipologie di greggi non convenzionali come segue:

*Greggi pesanti (heavy oil, ultra-heavy oil)*: greggi caratterizzati da alta viscosità e bassa mobilità in condizioni di giacimento. Si tratta di liquidi effettivamente in grado di fluire spontaneamente verso i pozzi, seppure con portate modeste, anche senza nessuna tecnica di stimolazione artificiale. Spesso i greggi pesanti hanno un alto contenuto di zolfo e azoto, e contengono tracce di metalli pesanti, tra cui nichel e vanadio. Il maggior giacimento di greggio pesante è quello della Faja del Orinoco, in Venezuela, che contiene greggi con viscosità tra 500 e 8000 cP, intrappolati in sabbie con porosità del 30% a profondità tra 400 e 900 m. Essi hanno alta densità ( $^{\circ}\text{API} < 10$ ) e alto tenore di zolfo ( $> 2\%$ ). Grandi giacimenti di oli pesanti si trovano anche in Canada, Russia e Kazakhstan.

*Sabbie bituminose (bituminous sands, tar sands, oil sands)*: grandi accumuli di arenarie non cementate ad alta porosità sature di petrolio viscoso, localizzate a profondità modesta, tra 0 e 600 m. Il maggior giacimento del mondo si trova nella regione di Alberta (Canada), e contiene greggio pesante ad alto contenuto in zolfo e viscosità superiore a  $2 \cdot 10^6$  cP. Le sabbie bituminose sono estratte dal sottosuolo con metodi minerari tradizionali, con grandi scavi a cielo aperto, e il greggio si estrae dalle sabbie tramite processi di lavaggio chimico e termico in appositi stabilimenti industriali costruiti in sito. Vi sono giacimenti di sabbie bituminose anche in Cina, Russia, India, Indonesia, Ecuador, Congo, Nigeria e in numerosi altri paesi.

*Argille bituminose (oil shales)*: rocce madri argillitiche ricche di kerogene, ovvero materia organica degradatasi in ambiente anaerobico e non ancora completamente trasformata in idrocarburi. I giacimenti che contengono più dell'8% in peso di kerogene sembrano potenziali risorse per la produzione di greggi non convenzionali. Dagli *oil shales* si possono estrarre idrocarburi liquidi per mezzo di processi di pirolisi, idrogenazione o dissoluzione termica su roccia già estratta dal sottosuolo, anche se sono stati sperimentati con scarso successo metodi termici applicati direttamente in giacimento, senza la necessità di abbattere e trasportare la roccia a giorno. Oggi non vi è produzione commerciale di questa tipologia di greggio non convenzionale.

*Olio di scisto (shale oil)*: greggio convenzionale contenuto in giacimenti non convenzionali costituiti da arenarie o argilliti (*shale*) con bassissima permeabilità. È anche detto *Tight Oil*, dove *tight* è riferito alla bassa permeabilità delle rocce in cui è contenuto il greggio. Il *Tight Oil* è un greggio leggero la cui produzione è economica solo se accompagnata da interventi di fratturazione idraulica controllata del giacimento, la stessa tecnologia utilizzata nella produzione di *shale gas* (per il quale si rimanda al successivo paragrafo).

La produzione di greggio non convenzionale è oggi molto importante, e sta modificando la geografia economica dell'energia, la cosiddetta "rivoluzione" del petrolio non convenzionale degli USA. Si tratta di un significativo aumento della produzione petrolifera in Nord America, guidata dal greggio non convenzionale, che ha prodotto uno shock dell'offerta globale, e potrebbe rimodellare l'intera filiera dell'energia e della geopolitica. Lo stesso vale, e forse con ancora maggior significato, per lo *shale gas*.

## Gas naturale non convenzionale

Riprendendo alcuni concetti sviluppati nei capitoli precedenti, si ricorda che nel secolo scorso, la distinzione tra gas convenzionale e non convenzionale era basata su aspetti economici: i giacimenti di gas lontani dai mercati o poco rilevanti da un punto di vista economico erano definiti non convenzionali. Oggi la distinzione è invece basata su aspetti geologici: in giacimento, il gas convenzionale è sottoposto a una spinta di galleggiamento, mentre non lo è il gas “non convenzionale”. Dal punto di vista pratico, ciò implica che possono esistere grandi giacimenti di gas non convenzionale anche in assenza di trappole geologiche e delle relative rocce di copertura, ampliando le possibilità di successo delle attività di esplorazione petrolifera tradizionale.

Le riserve di gas non convenzionale sono molto diffuse, di norma classificate secondo le seguenti categorie principali: 1) gas naturale contenuto in strati di carbone non sfruttabili economicamente (*Coal Bed Methane*, CBM); 2) gas naturale contenuto in argille o argilliti (*shale gas*); 3) gas naturale in giacimenti a bassa permeabilità (*tight gas*); 4) gas biogenico contenuto nei giacimenti convenzionali; 5) idrati di metano; 6) gas naturale generabile dai rifiuti solidi urbani; 7) gas naturale contenuto in acquiferi geopressurizzati, *etc.* Sebbene queste risorse siano tutte identificate come gas non convenzionale, oggi solo tre tipi di giacimenti sono di interesse per l'industria petrolifera: il CBM, lo *shale gas* e il *tight gas*.

*CBM*: gas naturale estratto da strati di carbone profondi o sottili, non sfruttabili economicamente. Questo gas naturale, a differenza di quello presente nei giacimenti convenzionali, si trova adsorbito sui granuli della materia che costituisce i livelli di carbone (il carbone è un materiale molto poroso ma poco permeabile). La presenza di questo gas è ben nota, ed è sempre presente nelle miniere sotterranee di carbone, dove miscelandosi con l'aria forma una miscela esplosiva, comunemente chiamata “grisù”. Se i livelli di carbone sono troppo sottili, o posti a profondità troppo elevate per poter essere sfruttati economicamente con tecniche minerarie tradizionali, allora è possibile produrre almeno il gas naturale che contengono, tramite la perforazione di pozzi.

*Shale gas*: gas naturale contenuto in argilliti parzialmente diagenizzate (*shale*) e con permeabilità molto piccola. Si ricorda che le argilliti sono caratterizzate da porosità molto elevate, ma da permeabilità molto basse, al limite dell'impermeabilità.

*Tight gas*: gas naturale contenuto in arenarie caratterizzate da una buona porosità, ma da una permeabilità molto piccola (*tight*).

La permeabilità delle rocce dei giacimenti di CBM, *shale gas* e *tight gas* è molto bassa per poter applicare le tecniche di produzione ordinarie. Per questo motivo, la produzione commerciale del gas di questi giacimenti può avvenire solo in seguito alla creazione di una permeabilità secondaria, indotta artificialmente tramite operazioni di fratturazione idraulica controllata dell'ammasso roccioso (*fracking*). Le operazioni di fratturazione idraulica sono necessarie per dare continuità fra il sistema di fratture naturali del giacimento e i pozzi di produzione. Pur trattandosi di una tecnica controversa dal punto di vista della percezione mediatica, tecnicamente è ben sperimentata da vari decenni e teoricamente ben inquadrata all'interno della teoria della meccanica delle rocce. L'operazione consiste nell'iniettare nella roccia mineralizzata a gas una miscela di acqua, sabbia e additivi chimici ad una pressione sufficiente da creare una rete di microfratture nella roccia, che permettono di liberare i fluidi intrappolati nei pori. La sabbia impedisce la richiusura delle fratture al termine dell'operazione di iniezione della miscela. La fratturazione idraulica è una tecnica ben nota e collaudata anche all'interno della produzione dei giacimenti convenzionali, ed è stata ad oggi utilizzata in oltre un milione di pozzi in tutto il mondo.

Indubbiamente, la fratturazione idraulica richiede un prelievo non trascurabile di risorse idriche, oltre un ordine di grandezza superiore a quello richiesto per la coltivazione di gas convenzionale, e ciò può essere un problema in aree povere d'acqua e ricche di gas non convenzionale. Inoltre, a fini tecnici, i liquidi utilizzati nel processo di fratturazione devono essere miscelati, anche se in piccola parte, con sostanze chimiche, liquidi che al termine delle operazioni devono essere eliminati con opportuni trattamenti tecnologici e smaltiti a norma di legge. Si stanno anche valutando i possibili effetti dell'eventuale sismicità indotta dalle operazioni di fratturazione, la cui severità dipende dal particolare assetto geodinamico locale e dalla presenza o meno di strutture sismogenetiche naturali.

Infine, si ricorda che a differenza dei giacimenti convenzionali, l'industria del gas naturale non convenzionale interessa territori molto estesi: si tratta infatti di sistemi geologici che si estendono su vaste aree, giustificandone l'economia. Si stima che a parità di gas prodotto, la tecnologia del gas non

convenzionale richiede un numero di pozzi almeno 40 volte superiore rispetto a quella convenzionale.

*Shale gas: è possibile in Italia o in Europa?*

Fra tutte le tipologie di idrocarburi non convenzionali, lo *shale gas* è quello che ha mostrato competitività economica sul mercato USA grazie all'uso congiunto di innovative tecniche di perforazione direzionata sub-orizzontale e di fratturazione idraulica (oltre che, ovviamente, da una enorme estensione dei giacimenti). La produzione fu sviluppata all'inizio degli anni Novanta, ma ebbe un utilizzo piuttosto limitato, per via del basso prezzo del gas. Nel periodo 2000-2008, grazie all'aumento dei prezzi e ad ulteriori perfezionamenti tecnologici, l'estrazione di *shale gas* ha visto un'impennata, soprattutto in Nord America, dove la produzione è passata da poco più dell'1% della produzione nazionale del 2000 a circa il 20% nel 2012, e potrebbe raggiungere quasi il 50% entro il 2035 (Fonte: U.S. *Energy Information Administration*). Negli ultimi anni la produzione di *shale gas* negli USA sta svolgendo un ruolo chiave nella sicurezza degli approvvigionamenti energetici del Paese: il continente ha circa un quarto delle riserve di gas non convenzionale mondiali e l'appoggio delle amministrazioni hanno contribuito ad avviare un mutamento profondo nel mercato del gas; non è improbabile che gli USA possano diventare esportatori netti di gas naturale.

*Shale gas in Europa.* Secondo recenti stime, le riserve totali di *shale gas* esistenti nell'UE sono superiori a 56.000 miliardi di m<sup>3</sup> (56 Tm<sup>3</sup>), dei quali circa 14 Tm<sup>3</sup> potrebbero essere tecnicamente recuperabili; per confronto, si ricorda che in Norvegia, paese ricco di idrocarburi, le riserve di idrocarburi convenzionali ammontano a oltre 2,2 Tm<sup>3</sup> e la produzione annua a circa 0,1 Tm<sup>3</sup>, mentre i consumi annui di gas nell'UE sono pari a circa 0,5 Tm<sup>3</sup>. L'Europa mostra alcune potenzialità, ma in uno scenario decisamente più difficile e variegato rispetto a quello di USA e Canada: giacimenti più profondi, morfologia del sottosuolo più complessa, ma soprattutto territori più densamente popolati. Tutto ciò si traduce in un approccio caratterizzato da una maggiore attenzione verso le tematiche ambientali. Alcuni Paesi sono per il momento esclusi da questo mercato, per decisione politica interna e/o per ragioni ambientali, o per mancanza di giacimenti.

*Shale gas in Italia.* Sul nostro territorio non sono presenti risorse significative di *shale gas*. Ad oggi, il Governo della Repubblica italiana non intende perseguire lo svi-

luppo di progetti per la produzione di idrocarburi in aree sensibili, sia a terra, sia *offshore*, compreso lo *shale gas*, non ultimo anche per il particolare assetto territoriale, paesaggistico e ambientale del nostro Paese. A maggior ragione, nell'attuale legislazione che regola le attività di ricerca o coltivazione di idrocarburi in Italia “sono vietati la ricerca e l'estrazione di *shale gas* e di *shale oil* e il rilascio dei relativi titoli minerari. A tal fine è vietata qualunque tecnica di iniezione in pressione nel sottosuolo di fluidi liquidi o gassosi, compresi eventuali additivi, finalizzata a produrre o favorire la fratturazione delle formazioni rocciose in cui sono intrappolati lo *shale gas* e lo *shale oil*” (Dlgs. 11 novembre 2014, n. 164).



## CAPITOLO 8

### IL CARBONE, UNA SCOMODA EREDITÀ

I numeri <sup>1</sup> del carbone nel mondo – anno 2019				
Energia primaria	Generazione elettrica	Produzione annua (P)	Riserve certe (R)	Rapporto R/P
27%	37%	7,9 Gt	1070 Gt	135 anni

L'era del carbone iniziò verso la metà del XVII secolo, in seguito all'esigenza di individuare una fonte di energia alternativa al legname, oggi diremmo alle "biomasse", che fino ad allora era la fonte di energia più utilizzata, insieme a quella proveniente dal lavoro umano. L'eccessivo sfruttamento dei boschi, conseguente all'aumento demografico iniziato nel XIV secolo, portò però alla progressiva deforestazione di molti paesi europei, e le biomasse iniziarono a scarseggiare. A titolo di esempio, si ricorda che alla fine del Cinquecento la Germania e l'Inghilterra era state quasi completamente deforestate, e quest'ultima iniziò a sfruttare le foreste del Nord America appena conquistato, fondando colonie per trasportare in patria anche carichi di legname. Il carbone fossile, minerale noto soprattutto nel Nord Europa, ma che non aveva ancora particolari utilizzi pratici, si presentò come una valida alternativa al legname. L'inizio della sua produzione dal sottosuolo, da cui fu presto estratto

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati BP.

in abbondanza, portò allo sviluppo della macchina a vapore, generando una sorta di primo “mercato dell’energia”, e in breve tempo la domanda di carbone aumentò notevolmente, iniziando ad alimentare un’industria nordeuropea sempre più fiorente.

In particolare, nel XVIII e XIX secolo fu la Gran Bretagna la nazione che potenziò maggiormente la sua struttura tecnologica e industriale proprio grazie ai suoi grandi giacimenti di carbone. La “rivoluzione industriale” europea nacque qui nella seconda metà del 1700 secolo, propagandosi più o meno velocemente negli altri Paesi europei fino a raggiungere gli USA. Durante la rivoluzione industriale, l’entusiasmo per il carbone portò alla sistematizzazione moderna dell’ingegneria mineraria, che permise uno sfruttamento intensivo dei giacimenti europei, soprattutto in Inghilterra, Russia, Germania e Francia, sfruttamento che durò fino ai primi anni Ottanta del XX secolo.

Alcune stime in chiave storica riportano che la produzione di carbone passò da circa 10 Mt nei primi anni del Settecento fino a circa 70 Mt a metà dell’Ottocento, arrivando a 800 Mt agli inizi del Novecento. A livello mondiale, il carbone è stata la fonte energetica fossile più utilizzata fino agli inizi degli anni Sessanta, e solo in quegli anni ha iniziato a risentire della concorrenza del petrolio, che era divenuto una materia prima sempre più facile da produrre dai campi petroliferi e, soprattutto, da commercializzare e trasportare a lunga distanza. Ciononostante, a livello mondiale l’importanza del carbone è ancora rilevante come fonte fossile alternativa al petrolio. Infatti, negli ultimi 20 anni, il carbone si è confermato come la fonte energetica con i tassi di crescita più elevati. Secondo alcune valutazioni di IEA, a livello mondiale, il carbone potrebbe continuare ad essere la fonte di energia con maggior crescita ancora per molti anni, e non è escluso che la domanda di carbone possa anche aumentare più velocemente rispetto alla domanda di gas naturale. Di fatto, negli ultimi 20 anni la domanda mondiale di carbone è aumentata di oltre il 50%, una crescita superiore rispetto a qualsiasi altra fonte energetica, in gran parte dovuta al grande sviluppo del settore elettrico e industriale in Cina, India e altri Paesi del Sud-Est asiatico.

Nel 2019 nel mondo si sono prodotte e si sono consumate quasi 8000 Mt di carbone all’anno (Fonte: IEA).

## **Caratteristiche, estrazione, trattamento e trasporto**

Il carbone è un combustibile fossile solido, chimicamente assimilabile a un idrocarburo naturale, come il greggio e il gas. Esso è costituito dai resti di piante superiori, le cui strutture biologiche, benché modificate, sono ancora ben distinguibili alle analisi microscopiche. La sua combustione libera l'energia solare immagazzinata milioni di anni fa dalla biomassa tramite la fotosintesi: al pari di greggio e gas, anche il carbone è una fonte di energia solare "fossile".

Il principale componente del carbone è il carbonio, che insieme all'idrogeno forma di complesse molecole idrocarburiche; gli altri elementi della materia vivente originaria (O e N) sono progressivamente scomparsi durante i processi chimico-fisici che l'hanno trasformata in un materiale solido simile a una roccia. Dal punto di vista geologico, gli ambienti naturali che resero possibile la formazione del carbone furono le pianure costiere, lagunari o paludose di bacini sedimentari, dove il clima più caldo e umido esistente in certi periodi geologici (specie nel carbonifero, periodo compreso tra 300 e 350 milioni di anni fa), ha fatto sviluppare una vegetazione molto più abbondante di quella odierna, anche grazie alla maggior concentrazione di CO<sub>2</sub> allora esistente in atmosfera. Il lento sprofondamento crostale ha poi ricoperto la materia organica con sedimenti di vario spessore, innescandone la trasformazione in materiali poveri di acqua e ricchi in carbonio, compattandola e sottoponendola ad un aumento di pressione e temperatura simile ai processi di naftogenesi che hanno originato i giacimenti di greggio e gas. Analogamente a questi ultimi, la formazione di un giacimento di carbone avviene in tempi dell'ordine fino a centinaia di milioni di anni, in cui la materia organica "matura", passando attraverso la formazione di vari tipi di materiali.

Nel tempo geologico, si forma dapprima la torba, resti vegetali parzialmente decomposti con alto contenuto d'acqua, utilizzata quasi solo per usi non industriali in situazioni di povertà, poi la lignite, un solido friabile che contiene solo il 70% di carbonio, e ha un potere calorifico compreso tra 3500 e 4500 kcal/kg, utilizzabile solamente nel settore termoelettrico. Il processo di fossilizzazione prosegue, formando materiali sempre più solidi, come il litantrace, il carbone più comunemente utilizzato oggi per la produzione di energia elettrica, e termina con la formazione dell'antracite, una sostanza nera, lucida e compatta con alto tenore di carbonio (dal 93% al 98%). L'antracite

è teoricamente il carbone “migliore”, ha un maggior potere calorifico ed è meno inquinante del litantrace, ma è poco utilizzato perché è poco diffuso, e quindi più costoso.

Commercialmente, il litantrace è classificato in litantrace sub-bituminoso, per uso termoelettrico (*sub-bituminous coal*, potere calorifico compreso tra 4600 e 6400 kcal/kg) e litantrace vero e proprio, che rappresenta oltre il 50% del carbone utilizzato. Quest’ultimo, suddiviso in *steam coal* e *coking coal*, ha un potere calorifico tra 7000 e 8500 kcal/kg.

Oltre la metà dei giacimenti di carbone mondiali si trovano in Cina, Russia, e USA. In Europa, vi erano grandi giacimenti in Gran Bretagna, Francia, Belgio, Olanda, Germania e Polonia, che storicamente hanno fornito un’ingente produzione, durata fino a quasi tutto il secolo scorso. Oggi la produzione è limitata, e produzioni di un certo rilievo rimangono solo in Germania, dove si produce principalmente lignite, Polonia e Ucraina. L’Italia non è mai stato un paese produttore di carbone, possedendo solo piccoli giacimenti di carboni “poveri” (lignite o carboni ad alto tenore di zolfo, come quelli della Sardegna), oggi non più coltivati. Se un giacimento di carbone o lignite si trova a profondità relativamente modeste, la sua coltivazione è di norma realizzata con miniere a cielo aperto, dove il materiale è estratto dopo la rimozione delle rocce di copertura. Per giacimenti più profondi, si realizzano invece miniere sotterranee.

Una volta estratto, il carbone deve essere trattato, in modo da renderlo adeguato alle caratteristiche commerciali richieste dal mercato. In particolare, deve essere lavato, per eliminare le frazioni rocciose, frantumato e vagliato per ottenere le pezzature adatte ad essere impiegate negli impianti di utilizzazione.

Relativamente al trasporto, per brevi distanze ci si serve di automezzi, mentre per distanze maggiori si utilizza il trasporto ferroviario e marittimo, quest’ultimo realizzato con navi “carboniere”. Visti gli elevati costi di trasporto per unità di energia producibile da una certa massa di carbone, si ricorda che più del 60% del carbone utilizzato per la generazione elettrica è consumato a meno di 50 km dal sito di estrazione, mentre solo il 14% della produzione è commercializzata internazionalmente, anche se si prevede che questa pratica sia destinata a crescere. La Figura 1 illustra i principali Paesi produttori di carbone, elencati in ordine di importanza.

Recentemente, sono stati sperimentati anche particolari carbonodotti, condotte nelle quali il carbone, dopo essere stato finemente macinato e me-

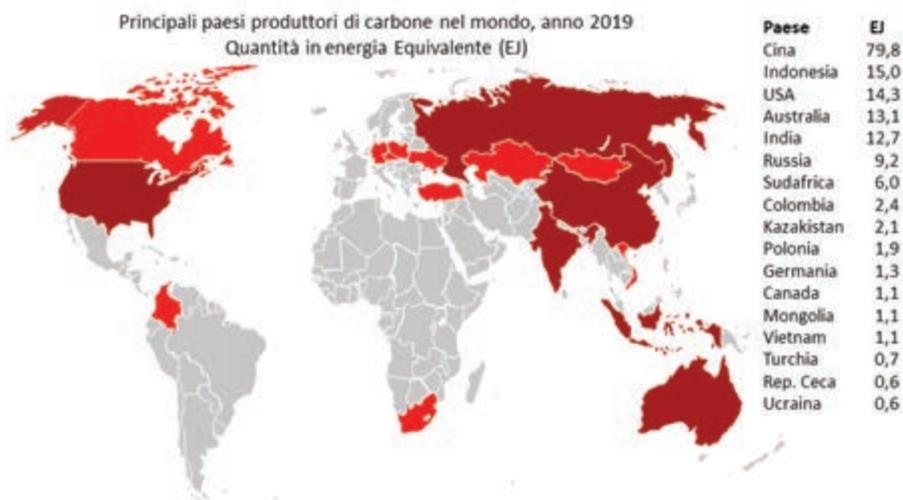


Fig. 1. Principali Paesi produttori di carbone, quantità espresse in quantità di energia equivalente (in EJ). La statistica comprende tutti i combustibili solidi commerciali, dalla lignite all'antracite. Fonte: rielaborazione dati BP 2020.

scolato con acqua, rendendolo di fatto “liquido”, è trasportato tramite pompaggio. Le miscele acqua-carbone, indicate con il termine CWS (*Coal Water Slurry*) sono di grande interesse nel settore tecnologico del “carbone pulito”, che potrebbe consentire l’utilizzo del carbone con basso impatto ambientale. Le miscele CWS sono composte da circa il 70% in peso di carbone polverizzato, con aggiunta di acqua e additivi chimici per stabilizzare le proprietà reologiche della miscela e controllarne il pompaggio.

Nonostante la presenza di acqua, il CWS è una miscela fluida omogenea, densa e ad alto contenuto energetico, e può essere manipolata, trasportata, stoccata e bruciata come un olio combustibile pesante. Il CWS potrebbe essere quindi usato non solo come tecnologia alternativa per il trasporto, la movimentazione e lo stoccaggio del carbone, ma anche impiegato direttamente come combustibile liquido in sostituzione dell’olio combustibile nella generazione elettrica utilizzando processi di combustione di tipo tradizionale. Purtroppo però, si tratta di due obiettivi opposti: da un lato occorre preparare un fluido ad alta concentrazione di carbone per le esigenze della combustione, e dall’altro creare un prodotto omogeneo, fluido e stabile per le esigenze di trasporto e stoccaggio.

## Utilizzi del carbone

Ancora oggi il carbone è la fonte energetica primaria più utilizzata per la produzione di energia elettrica. Poco meno del quasi il 40% dell'energia elettrica prodotta nel mondo proviene dal carbone, Cina, USA e India in testa. Oltre alla produzione elettrica, il carbone ha un ruolo fondamentale anche in ambito siderurgico, per la produzione primaria dell'acciaio. Infatti, i minerali di ferro sono ridotti in forma metallica liquida all'interno di altoforni che utilizzano come combustibile il "coke", un materiale solido combustibile prodotto per riscaldamento di carbone di buona qualità ad alta temperatura. Infine, si ricorda che dal carbone si possono produrre gas di sintesi che possono proficuamente essere utilizzati come basi per l'industria petrolchimica e, nei paesi più poveri o tecnologicamente meno sviluppati, il carbone è ancora utilizzato per il riscaldamento domestico e la preparazione dei cibi (come peraltro si faceva in Italia ancora agli inizi del secolo scorso).

Il carbone è una materia prima abbondante, economica, facile da trasportare, immagazzinare e utilizzare, e oggi il suo commercio non provoca eccessive tensioni geopolitiche, attributi che lo rendono molto popolare. Di contro, il problema reale è la sua combustione: gli impianti termoelettrici a carbone emettono la maggior quantità di CO<sub>2</sub>, a parità di energia prodotta, rispetto a qualsiasi altro combustibile, rendendolo la fonte energetica più inquinante e il maggior responsabile dell'aumento di CO<sub>2</sub> in atmosfera. La produzione di 1 kWh di elettricità da carbone sprigiona il doppio di CO<sub>2</sub>, più del doppio di NO<sub>x</sub> e dieci volte quello di polveri sottili rispetto al gas naturale; inoltre, la sua combustione emette SO<sub>x</sub> e metalli pesanti, entrambi assenti nella combustione del gas naturale.

L'utilizzo del carbone nella generazione elettrica rappresenterà ancora per molti anni un importante fattore economico e una preoccupazione ambientale. I paesi ad elevato tasso di crescita economica dell'Estremo Oriente si basano largamente sul carbone per la loro nuova capacità produttiva, che sta aumentando ad un tasso di crescita impressionante. Il processo di privatizzazione dell'industria elettrica, in corso in tutto il mondo, unito a requisiti ambientali sempre più stringenti (limitazione e controllo delle emissioni di CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, monitoraggio dell'impatto ambientale, *etc.*), pongono nuovi vincoli alla realizzazione di impianti a carbone, almeno nel mondo occidentale, mettendo in luce l'esigenza di sviluppare sistemi industriali che siano in grado di produrre energia elettrica a costi sempre più bassi e con emissioni ridotte.

Nonostante gli svantaggi a livello di emissioni in atmosfera, nel mondo si continuano a costruire impianti termoelettrici a carbone, fortunatamente però con l'ausilio di tecnologie sempre più efficienti. Resta però attivo un parco di impianti ormai obsoleti, caratterizzati da rendimenti molto bassi. La tecnologia per la produzione di energia elettrica in impianti a vapore alimentati a polverino di carbone, infatti, è rimasta ferma per molti anni al limite tradizionale dei 538°C di temperatura del vapore surriscaldato, per i limiti imposti dall'utilizzo di acciai tradizionali. Oggi esistono quattro tipologie di impianti, caratterizzati dai seguenti rendimenti: a) impianti convenzionali sub-critici (riferito alla temperatura del vapore surriscaldato),  $\eta = 39\%$ ; b) impianti convenzionali supercritici,  $\eta = 42\%$ ; c) impianti avanzati supercritici,  $\eta = 47\%$ ; d) impianti ultra supercritici,  $\eta = 50\%$ . Il passaggio dalla tecnologia sub-critica a quella supercritica (e ultra-supercritica) è ancora molto lento.

A questo riguardo, si ricordano le cosiddette tecnologie del “carbone pulito” (CCT, *Clean Coal Technologies*), termine che indica diverse generazioni di migliorie tecnologiche che hanno portato a un maggior efficientamento del processo di combustione del carbone, e quindi mirate alla riduzione dell'impatto ambientale della produzione elettrica da carbone, sia in termini di efficienza energetica, sia di riduzione delle emissioni, in particolare di SOx e NOx. Tra le tecnologie CCT oggi utilizzate per ottenere carbone pulito si ricordano:

- Combustione ultra-supercritica (USC) del polverino di carbone (a pressioni supercritiche, l'efficienza di una turbina a vapore è maggiore di quello che si avrebbe con il tipico ciclo subcritico).
- Combustione a letto fluido con aggiunta di CaO (ossido di Ca proveniente da calcare o dolomite) per mitigare la formazione di SOx. Oggi, al mondo vi sono più di 400 impianti di questo tipo.
- Gassificazione a ciclo combinato (IGCC, *Integrated Gasification Combined Cycle*). In questo processo, il carbone, ma anche altro combustibile solido, non è bruciato direttamente, ma è fatto reagire con ossigeno e vapor d'acqua ad alta temperatura (circa 650°C) per produrre un gas di sintesi (*syngas*), costituito principalmente da H<sub>2</sub> e CO. Il *syngas* depurato alimenta una turbina a gas (temperatura di circa 1.000°C) per la produzione elettrica, ed i fumi di scarico sono riciclati per produrre vapore, che poi

alimenta un impianto a turbina a vapore (ciclo combinato). Nel metodo IGCC si potrebbe eventualmente separare, prima della combustione, una parte di CO<sub>2</sub> e destinarla allo stoccaggio nel sottosuolo con tecnologie CCS.

- Gassificazione Fuel Cell (IGFC, *Integrated Gasification Fuel Cell*), ovvero un ciclo basato sulla gassificazione di combustibile solido (carbone, biomasse, *etc.*), come in un impianto IGCC, dove però la turbina a gas è sostituita da unità di potenza con celle a combustibile ad alta temperatura.

In effetti, le tecnologie CCT consentirebbero, se correttamente gestite, di poter utilizzare il carbone senza specifiche controindicazioni di natura ambientale. A ciò si contrappone il fatto che i progressi in materia di CCS (a questo riguardo si rimanda al cap. 15), che ha nel carbone la sua applicazione principale, è molto lenta, e forse perfino deludente.

## **Carbone in Italia**

Se oggi nel mondo poco meno del 40% dell'energia elettrica è ancora prodotta dal carbone, questa percentuale in Europa è recentemente scesa al 15% (Fig. 2). In effetti, l'Europa si è dimostrata molto sensibile al tema della riduzione della produzione elettrica da carbone, realizzando una rapida decrescita in pochissimi anni: nel 2012 l'aliquota del carbone era del 30%, per poi scendere al 20% nel 2018, realizzando un dimezzamento della percentuale in soli sette anni.

Nel panorama europeo, l'Italia è l'unico Paese che, pur non avendo una generazione elettrica da fonte nucleare, ha una quota di utilizzo di carbone molto bassa. L'Italia importa via mare la quasi totalità del proprio fabbisogno di carbone. Le provenienze sono diversificate: i principali paesi di importazione sono USA, Russia, Indonesia, Colombia, Sudafrica, ma anche Canada, Cina, e Venezuela. Nel 2018 l'Italia ha importato poco più di 14 Mt di carbone per usi elettrici (erano oltre 20 Mt nel 2013) e circa 2,4 Mt di carbone da coke.

Il mix della produzione elettrica italiana è infatti unico in Europa: se la media vede generalmente una quota dell'ordine del 40% circa generata da una quota variabile di carbone e nucleare, in Italia predomina il gas. Nel

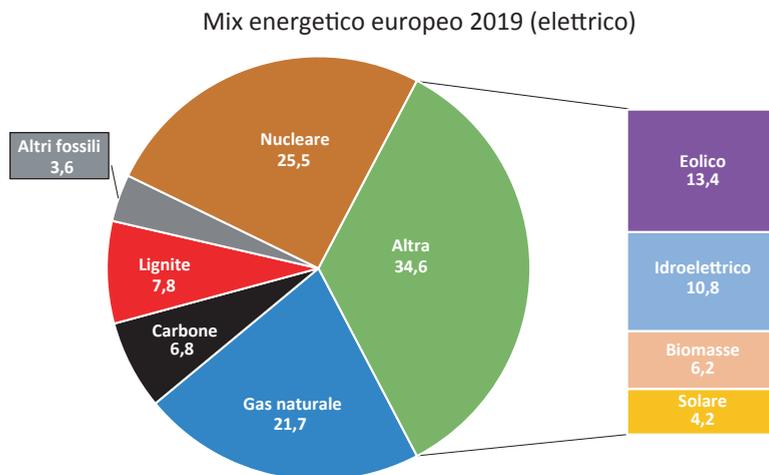


Fig. 2. Mix energetico europeo nell'anno 2019. Rielaborato da dati Agora Energiewende and Sandbag (2020).

2017, la produzione di energia elettrica italiana è stata generata con: 43% gas naturale, 0,6% olio combustibile, 14% carbone, 36% da rinnovabili, 3,6% nucleare e 2,8% da altre fonti. Il 15% dei consumi elettrici italiani è importato (Fonte: Terna S.p.A. 2018).

In Italia, il 20 gennaio 2020 è stato pubblicato e inviato alla Commissione Europea il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Si tratta di “uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione. Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività. L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione” (Fonte: sito web MISE).

Relativamente alla transizione energetica, “l'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte resi-

dua, sul gas. La concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture” (MISE-MATTM-MIT, Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima, 2020).

Sul carbone, in particolare, “l’Italia ha programmato la graduale cessazione della produzione elettrica con carbone entro il 2025, con un primo significativo *step* al 2023, compensata, oltre che dalla forte crescita dell’energia rinnovabile, da un piano di interventi infrastrutturali (in generazione flessibile, reti e sistemi di accumulo) da effettuare nei prossimi anni. [...] Il *phase out* dal carbone potrà essere implementato attraverso, tra l’altro, la realizzazione di unità termoelettriche addizionali alimentate a gas, necessaria anche in considerazione dell’incremento delle quote di rinnovabili nella generazione elettrica per il mantenimento dell’adeguatezza del sistema; non sono al momento previsti sviluppi infrastrutturali a gas dall’estero ma solo un tempora-



Fig. 3. Centrali termoelettriche a carbone in esercizio in Italia, anno 2020.

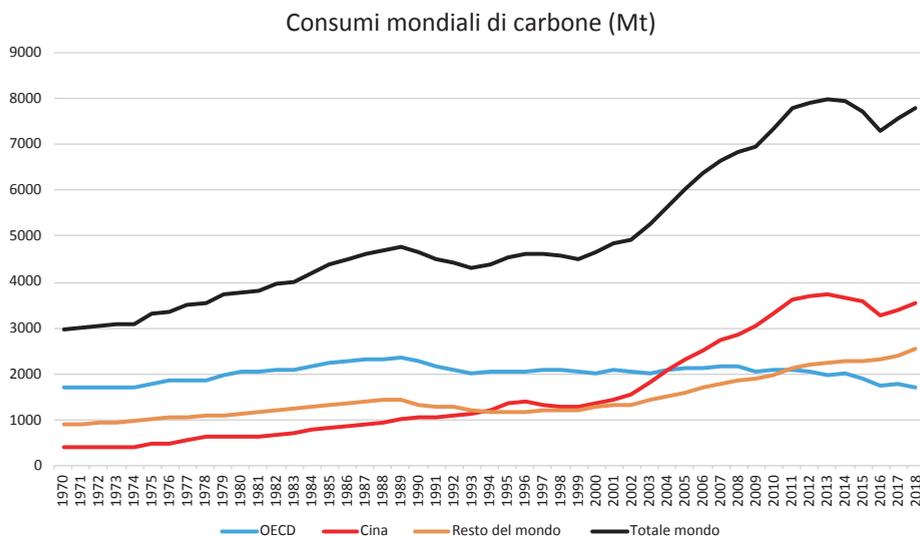


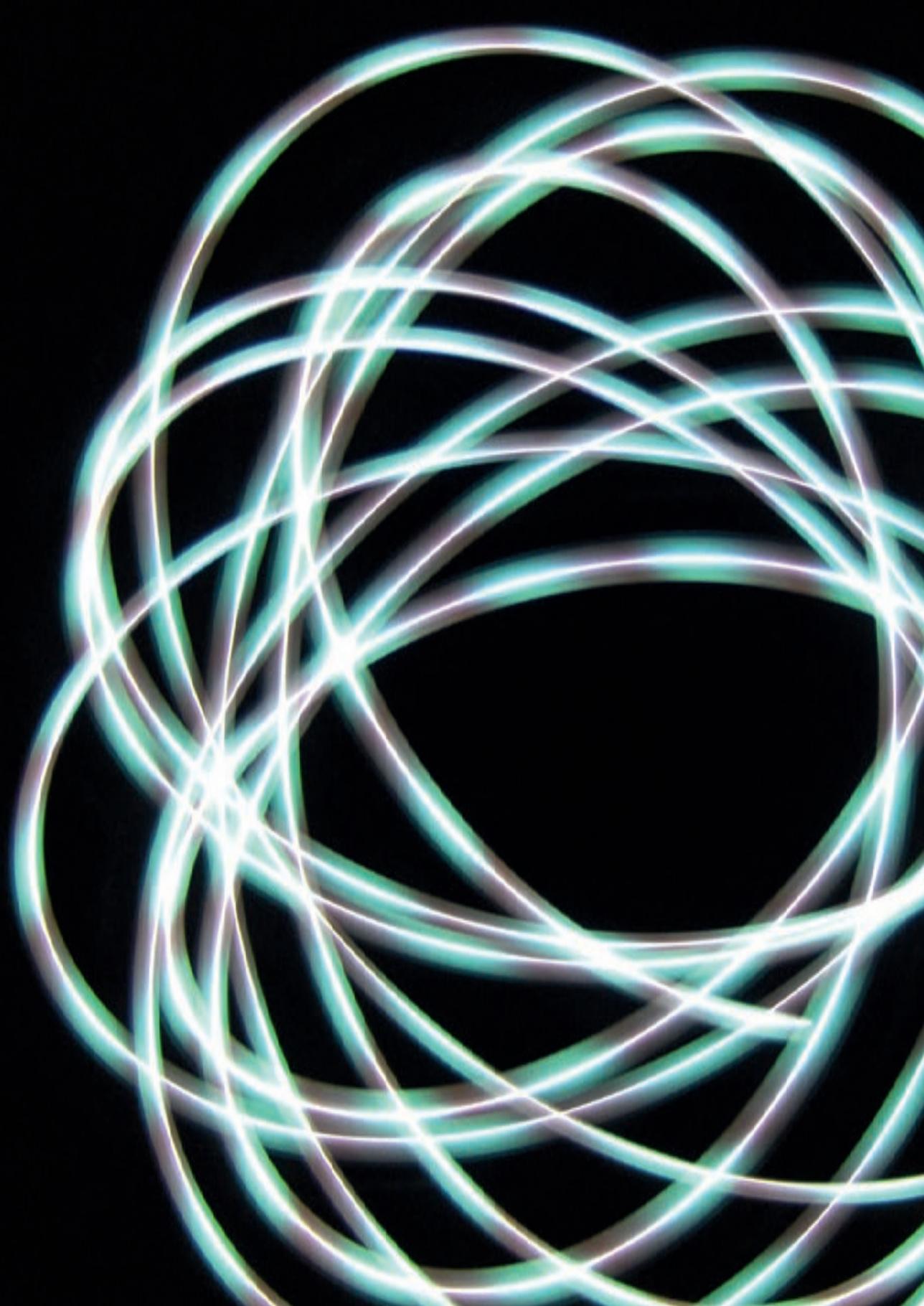
Fig. 4. Consumo mondiale di carbone, in Milioni di tonnellate.

Rielaborato da dati IEA 2019 (<https://www.iea.org/reports/coal-information-2019>).

neo incremento dei consumi di gas” (MISE-MATTM-MIT, Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima, 2020).

Attualmente (2020), le centrali a carbone in esercizio in Italia sono 8 (Fig. 3): Centrale di Fiumesanto (Sardegna), Centrale di Monfalcone (Friuli-Venezia Giulia), Centrale di Torrevaldaliga Nord (Lazio), Centrale di Brescia (Lombardia), Centrale di Brindisi Sud (Puglia), Centrale del Sulcis (Sardegna), Centrale di Fusina (Veneto), Centrale di La Spezia (Liguria, in chiusura).

Nel mondo, tra il 2000 e il 2015 la domanda di carbone è cresciuta di quasi il 65%, a causa del crescente fabbisogno di energia di Cina e India (Fig. 4). Nel 2019 nel mondo sono state consumate quasi 8 Gt di carbone, e la Cina, il primo produttore e consumatore, ne ha prodotte e bruciate circa la metà.



## CAPITOLO 9

### L'ENERGIA NUCLEARE, DUBBI E INCERTEZZE

<b>I numeri<sup>1</sup> del nucleare nel mondo – anno 2019</b>						
Energia primaria	Generazione elettrica	Numero centrali	Potenza elettrica installata	Produzione elettrica annua	Uranio, Risorse <sup>2</sup>	Rapporto R/P <sup>2</sup>
<b>4%</b>	<b>10%</b>	<b>450</b>	<b>400 GW<sub>e</sub></b>	<b>2560 TWh 611 MTOE<sup>3</sup></b>	<b>6,1 Mt</b>	<b>90 anni</b>

La produzione di energia da fonte nucleare è basata sulla possibilità di utilizzare l'energia presente nel nucleo dell'atomo di alcuni particolari elementi, che è ben maggiore rispetto all'energia ottenuta da reazioni chimiche, dove invece il nucleo dell'atomo non è coinvolto. Oggi sappiamo che l'atomo, a lungo ritenuto la parte più piccola della materia e non divisibile (ἄτομος in greco), è in effetti composto da varie particelle subatomiche (protoni, neutroni, elettroni, etc.) in grado di avviare reazioni più o meno complesse in grado di generare energia.

Il nucleare è la fonte energetica che ha conquistato, in soli 50 anni, una quota compresa tra il 4 e il 5% dell'energia primaria, e oggi fornisce il 10% dei

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati BP.

<sup>2</sup> Fonte: World Nuclear Association, <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>

<sup>3</sup> Considerato un rendimento per la conversione elettrica pari a  $\eta = 36\%$ .

consumi elettrici mondiali. Da oltre 20 anni, il numero di centrali nucleari in funzione nel mondo è stabile, circa 450 unità distribuite in 34 Paesi, con una potenza elettrica installata totale di circa 403 GW<sub>e</sub>. La Tabella I riporta il numero di centrali nucleari in funzione nei vari Paesi del mondo, insieme alla potenza nucleo-termoelettrica installata, l'energia elettrica prodotta, la percentuale della produzione elettrica nucleare rispetto al totale nazionale, il numero di nuove centrali in costruzione e la relativa potenza installata.

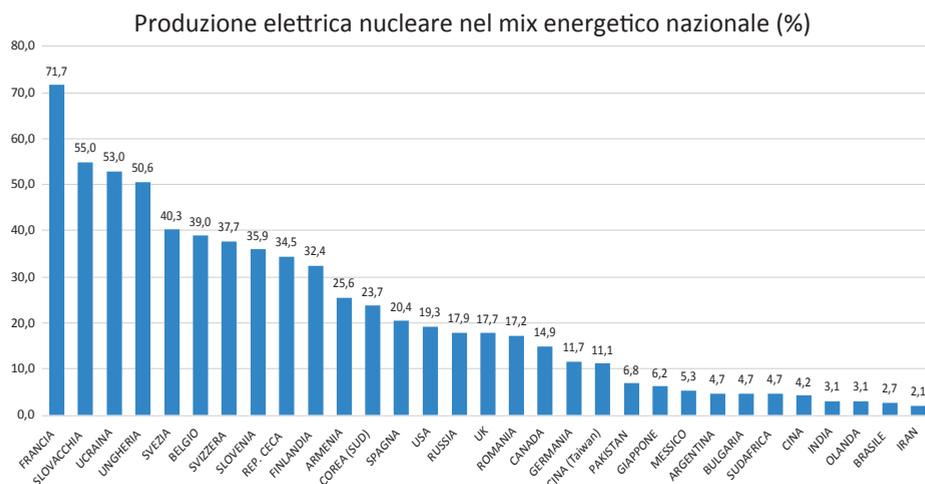
Paese	Centrali in funzione	Potenza installata (MW <sub>e</sub> )	Produzione elettrica (TWh)	Produzione elettrica (%)	Nuove centrali in costruzione	Nuova potenza (MW <sub>e</sub> )
Argentina	3	1633	6,5	4,7	1	25
Armenia	1	375	1,9	25,6		
Bangladesh					2	2160
Bielorussia					2	2220
Belgio	7	5918	27,3	39,0		
Brasile	2	1884	14,8	2,7	1	1340
Bulgaria	2	1966	15,43	4,7		
Canada	19	13554	94,4	14,9		
Cina	46	42858	277,1	4,2	11	10982
Cina (Taiwan)	5	4448	26,7	11,14	2	2600
Rep. Ceca	6	3932	28,3	34,5		
Finlandia	4	2784	21,9	32,4	1	1600
Francia	58	63130	395,9	71,7	1	1630
Germania	7	9515	71,9	11,7		
Ungheria	4	1902	14,9	50,6		
India	22	6255	35,4	3,1	7	4824
Iran	1	915	6,3	2,1		
Giappone	39	36974	49,3	6,2	2	2653
Corea (Sud)	24	22444	127,1	23,7	5	6700
Messico	2	1552	13,2	5,3		

Paese	Centrali in funzione	Potenza installata (MW <sub>e</sub> )	Produzione elettrica (TWh)	Produzione elettrica (%)	Nuove centrali in costruzione	Nuova potenza (MW <sub>e</sub> )
Olanda	1	482	3,3	3,1		
Pakistan	5	1318	9,3	6,8	2	2028
Romania	2	1300	10,5	17,2		
Russia	36	27252	191,3	17,9	6	4573
Slovacchia	4	1814	13,8	55,0	2	880
Slovenia	1	688	5,5	35,9		
Sudafrica	2	1860	10,6	4,7		
Spagna	7	7121	53,4	20,4		
Svezia	8	8613	65,9	40,3		
Svizzera	5	3333	24,5	37,7		
Turchia	1	1114				
Uae	4	5380				
Uk	15	8923	59,1	17,7	1	1630
Ucraina	15	13107	79,5	53,0	2	2070
Usa	98	99061	808,0	19,3	2	2234
<b>Totale</b>	<b>451</b>	<b>403405</b>	<b>2562,8</b>		<b>55</b>	<b>56643</b>

*Tab. I. Numero di centrali nucleari in funzione nei vari Paesi del mondo. La tabella riporta anche la potenza nucleo-termoelettrica installata, l'energia elettrica prodotta, la percentuale della produzione elettrica nucleare rispetto al totale nazionale, il numero di nuove centrali in costruzione e la relativa potenza installata. Nelle colonne relative alla produzione, le celle vuote indicano che i dati non sono disponibili. Dati rielaborati da: IAEA (International Atomic Energy Agency), Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series No. 2, 2019 Edition.*

Tuttavia, il numero di centrali nucleari e la loro potenza installata è molto probabilmente destinata a crescere, poiché oggi vi sono oltre 50 nuove centrali in costruzione in più di 15 Paesi, soprattutto nell'area asiatica. Si sta inoltre prolungando la capacità operativa delle centrali già esistenti, con programmi di manutenzione, mirati anche a creare ulteriore potenza, grazie all'ammmodernamento delle unità già in funzione.

In Europa, il contributo del nucleare alla produzione elettrica nazionale vede in testa la Francia, seguita da Slovacchia, Ungheria, Svezia e Belgio (Fig. 1). Si ricorda che in Europa i consumi energetici sono coperti dal 25% da elettricità e dal 75% da combustibili; quindi, anche se tutta l'energia elettrica fosse prodotta dal nucleare, si coprirebbe appena un quarto dei consumi energetici. La Figura 2 riporta la distribuzione delle centrali nucleari nei vari paesi del mondo, mentre la Figura 3 mostra un ingrandimento dell'area Europea.



*Fig. 1. Paesi con centrali nucleari: percentuale della produzione elettrica nucleare rispetto alla produzione elettrica nazionale totale (dati 2019). Fonte: IAEA, International Atomic Energy Agency, 2019.*

L'impiego dell'energia nucleare nasce dunque dalla possibilità di utilizzare l'energia presente nel nucleo dell'atomo, molto maggiore rispetto a quella ottenibile dalle reazioni chimiche, come la combustione ordinaria. In particolare, l'industria del "nucleare civile" consiste nella produzione di energia derivante da trasformazioni nei nuclei atomici di alcuni elementi chimici presenti in natura, che costituiscono le risorse di questa forma di energia primaria; tali trasformazioni sono dette reazioni nucleari. Le principali reazioni nucleari utilizzabili per la produzione di energia sono:

- reazioni di fissione, ovvero la scissione dei nuclei di elementi a massa elevata (tipicamente, uranio, torio o plutonio) che si trasformano in due nuclei di nuovi elementi a massa inferiore, producendo energia e altri prodotti di reazione, come svariate particelle elementari;



Fig. 2. Distribuzione delle centrali nucleari nei vari paesi del mondo (2019).

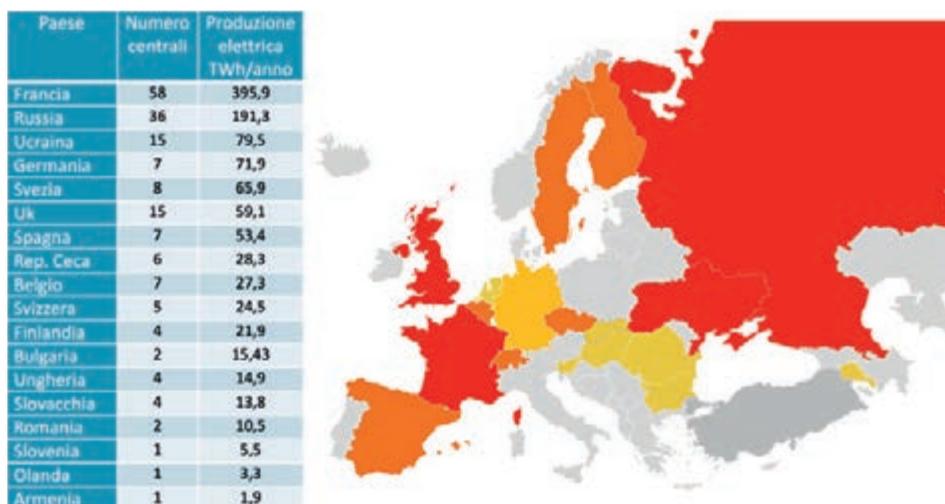


Fig. 3. Distribuzione delle centrali nucleari nell'area europea e produzione elettrica da fonte nucleare (2019).

- reazioni di fusione, ovvero l'unione di due nuclei di elementi di piccola massa (tipicamente, idrogeno) che porta alla formazione di un nucleo di un nuovo elemento di massa maggiore, producendo energia e svariate particelle elementari.

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 la nota relazione di equivalenza tra massa ed energia. Il cosiddetto "reattore nucleare" è il sistema tecnologico che permette di generare e controllare una reazione nucleare a catena, alimentata da combustibile nucleare, trasformando l'energia nucleare in energia termica.

La reazione di fissione è oggi l'unica tecnicamente realizzabile e sufficientemente controllabile per prevenire incidenti. La fusione nucleare non è invece ancora tecnicamente realizzabile, almeno per periodi di tempo necessari ad una produzione industriale di energia: oggi in laboratorio si è stati in grado di mantenere confinata una reazione di fissione per meno di 1 s, ma si spera di poter arrivare ai 30 minuti tra pochi anni. Questa tecnologia si trova quindi ancora in uno stato sperimentale-prototipale di ricerca. Infatti, non esiste ancora alcun dispositivo ben sperimentato che sia in grado di contenere e confinare l'idrogeno alla temperatura necessaria per far avvenire l'aggregazione dei nuclei, che è dell'ordine di milioni di K.

In un impianto nucleo-termoelettrico commerciale (in breve, una "centrale nucleare"), l'energia derivante dalla reazione di fissione è prodotta in una struttura detta "nòcciolo", un recipiente in pressione che contiene il combustibile nucleare, nel quale si innesca una reazione a catena controllata che produce un flusso continuo di energia termica. Essa deriva in massima parte dai prodotti di fissione che, rallentando bruscamente, trasformano per attrito la loro energia cinetica in energia termica. Questa energia è trasferita a un fluido refrigerante (comunemente acqua, oppure un gas, ma possono essere usati anche metalli liquidi) che, fluendo attraverso il nocciolo, si riscalda. In sostanza, una centrale nucleare è un impianto che consente di produrre vapor d'acqua senza utilizzare combustibili fossili; il vapore è poi utilizzato in un ciclo a vapore simile a quelli utilizzati negli impianti termoelettrici tradizionali, che convertono il calore in lavoro meccanico tramite una turbina. L'energia meccanica è poi convertita in elettricità da un alternatore collegato alla turbina.

La caratteristica positiva dell'utilizzo della tecnologia nucleare è l'assenza del processo di combustione tradizionale, e quindi l'assenza di emissione di gas serra durante la produzione elettrica. Da tempo è anche possibile la costruzione di piccoli impianti a fissione nucleare per produrre energia elettrica a bordo di grandi navi e di sottomarini, usata quindi per la propulsione. In passato erano state proposte applicazioni anche nel campo del teleriscaldamento.

mento domestico e della propulsione aerea, tecnologie che però non sono state ancora realizzate sia per motivi economici, sia di sicurezza.

Come ormai è ben noto, nei processi di conversione energetica si vuole ottenere un rendimento di conversione il più alto possibile, per ridurre l'impiego delle risorse e diminuire il costo dell'energia prodotta. Nel caso del nucleare, dove sarebbe possibile ottenere calore a temperature molto elevate, considerazioni legate al buon funzionamento dei componenti meccanici e alla resistenza dei materiali utilizzati fanno sì che, nelle centrali nucleari oggi in funzione, il rendimento sia inferiore a quello delle più moderne centrali a combustibili fossili, come ad esempio, le centrali turbogas a ciclo combinato.

## Combustibili nucleari

Il tipico combustibile nucleare è  $^{235}\text{U}$  (92 protoni e 143 neutroni). L'uranio è presente in natura sotto forma di miscele di  $^{238}\text{U}$  (non fissile) e di  $^{235}\text{U}$ , dove però quest'ultimo è a bassa concentrazione, circa lo 0,7% della massa totale. Altri elementi combustibili nucleari, come  $^{239}\text{Pu}$  o  $^{233}\text{U}$ , sono prodotti artificialmente. L'uranio è un elemento discretamente raro sulla crosta terrestre; è distribuito in maniera abbastanza uniforme, ed è presente in concentrazioni minime quasi ovunque. La concentrazione media di uranio nella crosta terrestre è di 2,8 ppm<sup>4</sup> (paragonabile a quella di stagno o zinco), nel granito è tra 4 e 5 ppm, mentre nell'acqua di mare è di 3 ppb. A concentrazioni maggiori è presente solo nelle rocce di pochi giacimenti minerali. Per confronto, la concentrazione media dell'oro nella crosta terrestre è di 0,03 ppm, e quindi l'uranio è molto più abbondante dell'oro.

Le maggiori riserve commerciali di uranio sono localizzate in soli cinque paesi, che detengono il 67% delle risorse: Australia (30%), Kazakhstan (14%), Canada (8%), Russia (8%) e Namibia (7%). (Fonte: *World Nuclear Association*). Anche il torio ( $^{232}\text{Th}$ ) è un elemento fissile, ed è l'unico altro elemento che si trova ancora in grandi quantità nella crosta terrestre con una radioattività naturale come elemento primordiale (l'altro ovviamente è l'uranio). Le riserve

---

<sup>4</sup> Si ricorda che l'acronimo "ppm" indica le "parti per milione". 1 ppm = 1  $\mu\text{mol}$ /moli. Analogamente, "ppb" indica le "parti per miliardo".

di torio potrebbero aggiungersi a quelle dell'uranio, ma per il suo eventuale utilizzo servirebbero reattori progettati appositamente.

Analogamente a qualsiasi altra fonte non rinnovabile, è importante stimare l'ammontare delle riserve di combustibile nucleare, unitamente al loro prezzo di mercato. Secondo le stime di IAEA (2019), le riserve recuperabili di uranio al prezzo di 130 U.S.\$/kg sono dell'ordine di 6 Mt, che salgono a circa 10 Mt con un prezzo di mercato doppio. Si tratta di numeri confrontabili con quelli del greggio e del gas naturale. Le riserve sopra indicate (6 Mt) bastano a coprire il fabbisogno di combustibile dei reattori attualmente in funzione per i prossimi 90 anni. Spesso si invoca anche l'uranio contenuto nell'acqua degli oceani, dove sono contenuti tra i 3 e i 4 mg di uranio per t d'acqua: viste le basse concentrazioni, i costi di estrazione supererebbero però i 1000 U.S.\$/kg. In questa prospettiva, se si vuole fare affidamento sul nucleare per tempi lunghi, sembra più interessante continuare la ricerca e lo sviluppo dei cosiddetti reattori "autofertilizzanti", che utilizzano processi e reazioni nucleari in grado di "autogenerare" al loro interno il combustibile fissile di cui hanno bisogno.

Attualmente, si stima che l'incidenza del combustibile nucleare sul costo dell'energia elettrica sia compreso tra il 15 e il 20%, mentre nel caso di greggio e gas arriva anche all'80%; tuttavia, i costi relativi alla gestione dei reattori nucleari andrebbero valutati tenendo conto dell'intero ciclo di produzione dell'energia, che è molto più complesso di tutti quelli utilizzati per le altre fonti energetiche primarie. Tali costi comprendono, infatti, oltre ai costi di costruzione dell'impianto, anche i costi della gestione dell'impianto e della sua sicurezza (non trascurando i costi di gestione delle possibili emergenze), nonché i costi del ciclo del combustibile e quelli di *decommissioning*, cioè la rimozione o smantellamento dell'impianto a fine vita.

Il combustibile nucleare è prodotto tramite una serie di operazioni chimico-fisiche complesse, dispendiose e potenzialmente molto inquinanti. Una centrale nucleare da 1000 MW<sub>e</sub> utilizza circa 30 t di uranio arricchito all'anno, che equivale a circa 150-200 t di uranio naturale, da arricchire al 2,5-3,5%. In confronto, una centrale elettrica a carbone da 1000 MW<sub>e</sub> richiede circa 2,6 Mt di combustibile fossile, che deve essere trasportato fino all'impianto, con evidenti problemi di logistica del trasporto, se non anche ambientali. Per ottenere 200 t di uranio naturale partendo da un giacimento di roccia granitica con concentrazione di 500 ppm, occorre estrarre 400.000 t di roccia

e lo sbancamento di volumi di roccia sterile ancora maggiori, che devono essere stoccati vicino al sito di estrazione, nonché l'uso di ingenti quantitativi di agenti chimici e acqua per la concentrazione del minerale. È noto il caso della miniera di Rössing, in Namibia, che contiene rocce con concentrazione di U pari a 330 ppm e un rapporto sterile/minerale = 3. La miniera produce il cosiddetto *yellowcake*, una miscela concentrata di ossidi di uranio composta prevalentemente  $U_3O_8$ , con piccole percentuali di  $UO_2$  e  $UO_3$ ). Questa miscela commerciale è destinata a ulteriori lavorazioni e all'arricchimento per la produzione del combustibile nucleare. Per estrarre 1000 t di  $U_3O_8$ , è necessaria l'estrazione di oltre 3 Mt di roccia.

## Rifiuti radioattivi

Nei reattori oggi in funzione, l'attuale ciclo del combustibile sfrutta solo una piccola parte dell'energia contenuta nel combustibile, generando un'eredità di scorie nucleari radioattive che devono essere gestite per lunghi periodi di tempo. Si definisce scoria radioattiva lo scarto di combustibile nucleare "esausto" derivante dalle reazioni di fissione che avvengono nel nocciolo del reattore. Il combustibile esausto è formato da nuclei instabili e quindi fortemente radioattivi. La gestione delle scorie è un problema che non è ancora stato risolto in modo del tutto soddisfacente, soprattutto per quanto riguarda l'accettabilità sociale delle aree di stoccaggio che dovranno necessariamente essere individuate. Le scorie provenienti dai reattori nucleari sono classificabili in: 1) scorie a bassa e media radioattività, che si esaurisce dopo qualche centinaio di anni; 2) scorie ad alta radioattività e lunghissima durata, dell'ordine di decine di migliaia di anni; si tratta di elementi della serie degli attinoidi come plutonio, americio, curio, nettunio.

La legislazione italiana (D.L. 230/1995) classifica tre tipologie di rifiuti radioattivi. In generale, sono scorie di I e II categoria i prodotti contaminati o i rifiuti radiologici da attività di ricerca nucleare, attività industriali e applicazioni radioterapiche (medicina nucleare), mentre il combustibile esausto è considerato scoria di III categoria, ad alta radiotossicità e grande persistenza nell'ambiente. In Italia sono presenti circa 90.000 m<sup>3</sup> di rifiuti radioattivi; il 60% deriva dalle operazioni di smantellamento degli ex-impianti nucleari, mentre il restante 40% dalle attività di medicina nucleare (diagnostica medica,

radiografie, scintigrafie, TAC, o Tomografia Assiale Computerizzata, PET o *Positron Emission Tomography*, etc.), nelle terapie antitumorali (radioterapia, terapia neutronica con cattura di boro, adroterapia), e da varie attività di ricerca o industriali, che quasi sicuramente seguiranno a produrre piccole quantità di rifiuti radioattivi anche in futuro. In Europa si producono circa 1700 t/anno di scorie da impianti nucleari, e poco più di 2000 t/anno negli USA.

Attualmente, sono stati proposti due modi per depositare le scorie, che devono essere preventivamente solidificate se sono state prodotte in fase liquida o gassosa. Relativamente alle scorie a bassa radioattività si ricorre di norma al “deposito superficiale”, ovvero al confinamento in aree protette, eventualmente interrato per qualche decina di metri, e contenute all’interno di barriere meccaniche e idrauliche ingegnerizzate. Tecnicamente, si tratta di depositi sicuri, facilmente controllabili e gestibili. Per le scorie a maggior radioattività, da alcuni decenni si propone invece il progetto del cosiddetto “deposito geologico”, ovvero la costruzione di uno stoccaggio in bunker sotterranei profondi diverse centinaia di metri, impermeabilizzati e schermati in modo da impedire qualsiasi fuga di radioattività che potrebbe raggiungere l’ambiente esterno. Relativamente alle attività di smantellamento dei siti nucleari italiani, si veda il prossimo paragrafo.

Anche se i problemi tecnici dei depositi geologici sembrano in gran parte risolvibili e gestibili, la necessità di una forma di presidio dei depositi per decine di migliaia di anni è difficile da concepire e da accettare. In Finlandia si è individuato un sito di stoccaggio e sono iniziate le operazioni di costruzione preliminare del deposito geologico di Onkalo, scavato in un basamento roccioso di granito a 450 m di profondità. Ad oggi non è ancora entrato in esercizio, ma si prevede come data probabile il 2025. Si ricorda che al mondo non esiste nessun deposito geologico di scorie radioattive in fase di piena operatività.

## **Alcune tappe del nucleare civile in Italia**

Nessuna scoperta scientifica ha avuto, sulla popolazione e sulla politica mondiale, un impatto maggiore di quello dell’energia nucleare. Purtroppo, l’umanità ha preso coscienza di questa nuova forma di energia solo il 6 agosto 1945, in seguito alla detonazione intenzionale di un ordigno bellico nucleare

statunitense nel cielo della città giapponese di Hiroshima, che causò la morte immediata di oltre 80.000 persone.

Le ricerche che hanno portato alla fissione dell'atomo sono state effettuate nel corso del XX secolo: prime fra tutte, quelle di Pierre e Marie Curie che, nel 1934, hanno osservato il primo caso di radioattività artificiale. In effetti, le prime ricerche scientifiche nel campo dell'energia atomica risalgono al 1895, quando Henry Becquerel scoprì la radioattività naturale di alcuni elementi chimici. Nel 1932 James Chadwick ottenne la conferma sperimentale dell'esistenza del neutrone, fondamentale per indurre il processo di fissione e di liberazione di energia, che venne però intuito pochi anni dopo da Lise Meitner (1938). Grazie a queste intuizioni e a queste scoperte, Enrico Fermi riuscì a costruire il primo "reattore artificiale a fissione nucleare" funzionante in sicurezza, che fu avviato alle 15.50 del 2 dicembre 1942 presso l'università di Chicago, dove Fermi insegnava. Questo reattore nucleare aveva una potenza pari a circa 0,5 W, e dimostrò che la reazione di fissione era fattibile e controllabile. Tra il 1940 e il 1945 fu dunque compiuto negli USA un balzo tecnologico senza precedenti. Anche se l'obiettivo era la costruzione della bomba atomica, lo sforzo scientifico, tecnologico e industriale ebbe grandi ricadute sulle applicazioni civili dell'energia nucleare.

Neanche un anno dopo il reattore di Fermi, gli USA costruirono il loro primo reattore di taglia industriale (3.5 MW<sub>e</sub>, Clinton, Tennessee, novembre 1943), seguito dal reattore di Hanford (250 MW<sub>e</sub>, Washington, settembre 1944). L'URSS (Unione Sovietica) avviò la sua prima centrale nucleare sperimentale (5 MW<sub>e</sub>) solo nel 1954, mentre la prima centrale nucleare per la produzione di energia elettrica a scopi civili fu quella di Calder Hall (Inghilterra, 1956). La piena affermazione dell'industria del nucleare civile risale però solo alla metà degli anni 1960, in seguito all'accettazione dei costi di produzione connessi con questa tecnologia. Lo sviluppo di questo settore fu frenetico, anche se presto iniziarono a farsi sentire da più parti numerosi dubbi legati alla sicurezza, che molto spesso rallentarono i necessari processi autorizzativi da parte degli organi di controllo dei singoli paesi. L'incidente di Three Mile Island (1979), Chernobyl (1986) e il recente incidente nella centrale di Fukushima in Giappone (marzo 2011) hanno rinvigorito le polemiche nei confronti dell'opzione nucleare.

Nel 1966 l'Italia era il terzo produttore di energia nucleare al mondo, dopo USA e Inghilterra. Sul territorio nazionale sono state costruite quattro cen-

trali nucleari; tre sono considerate di prima generazione, Latina (1962-1987, 150 MW<sub>e</sub>), Garigliano (1963-1982, 150 Mw<sub>e</sub>), Trino Vercellese (1964-1990, 260 MW<sub>e</sub>) e una centrale di seconda generazione, Caorso (1978-1990, 860 MW<sub>e</sub>). Tra parentesi è riportata la data di prima accensione, la data di smantellamento e la potenza elettrica installata. In seguito al referendum popolare del 1987, promosso anche come reazione alla tragedia di Chernobyl, questi impianti sono stati spenti. In quegli anni era in costruzione una quinta centrale nucleare, a Montalto di Castro, che si trovava al 70% delle opere civili e al 100% degli ordinativi per la componentistica. L'area del sito fu parzialmente riconvertita e riutilizzata per la costruzione di una centrale termoelettrica a policom bustibile. Gli ordinativi per l'impiantistica e la componentistica nucleare furono tutti onorati, riversandone i costi sui cosiddetti "oneri di uscita dal nucleare", ancora oggi ricompresi e pagati nella bolletta elettrica dei consumatori italiani.

Si ricorda che il decommissioning (o smantellamento) è l'ultima fase del ciclo di vita di un impianto nucleare. Dal 1999 i siti delle quattro centrali nucleari italiane sono di proprietà e sono gestiti da SOGIN, una società interamente pubblica. Insieme ad altri complessi nucleari presenti sul territorio italiano, questi siti sono in fase di smantellamento, e si prevede che possano essere restituiti all'ambiente senza alcun vincolo radiologico entro il 2025. Le attività di smantellamento prevedono la rimozione e la ricollocazione del combustibile e delle scorie in depositi temporanei di stoccaggio, la caratterizzazione radiologica degli impianti e del sito, la decontaminazione e la rimozione dei componenti impiantistici, la demolizione degli edifici e, infine, la gestione dei rifiuti radioattivi. In Italia, si prevede anche la realizzazione di un "Deposito Nazionale", che potrà consentire di procedere allo smantellamento degli attuali depositi temporanei.

Si tratta di un'infrastruttura ambientale di superficie che permetterà di completare lo smantellamento dei siti nucleari italiani e di gestire i rifiuti radioattivi presenti sul territorio italiano, anche quelli provenienti dalle attività di medicina nucleare, industriali e di ricerca, mettendoli in condizioni di sicurezza. "La localizzazione, la progettazione, la realizzazione e la gestione dell'infrastruttura sono affidate a Sogin, come disciplinato dal D.lgs. n. 31/2010. Il Deposito è una struttura con barriere ingegneristiche e barriere naturali poste in serie, progettata sulla base delle migliori esperienze internazionali e secondo i più recenti standard IAEA (*International Atomic Energy Agen-*

cy) che consentirà la sistemazione definitiva di circa 78mila metri cubi di rifiuti a bassa e media attività e lo stoccaggio temporaneo di circa 17mila metri cubi di rifiuti ad alta attività” (Fonte: [www.sogin.it](http://www.sogin.it)).

Infine, si ricorda che a seguito di un nuovo referendum (giugno 2011), l'eventuale impiego dell'energia nucleare per la produzione di energia elettrica è stato definitivamente abbandonato. Il quesito proponeva l'abrogazione delle norme che consentivano di ammettere una strategia energetica nazionale che non escludesse espressamente la produzione di energia elettrica di origine nucleare in Italia.



**PARTE III**

**FONTI ENERGETICHE  
RINNOVABILI**



## CAPITOLO 10

### L'ENERGIA IDROELETTRICA

I numeri <sup>1</sup> dell'idroelettrico nel mondo – anno 2019				
Energia primaria	Generazione elettrica	Potenza elettrica installata	Produzione elettrica annua	Area bacini idroelettrici artificiali
6,4%	16%	1300 GW <sub>e</sub>	4300 TWh	300.000 km <sup>2</sup>

L'energia idroelettrica è la fonte di energia rinnovabile più matura dal punto di vista tecnologico, ha un rendimento di trasformazione tra i più elevati del settore energetico, ed è adattabile in modo relativamente facile alle più svariate taglie di impianto. In Italia il settore idroelettrico svolge un ruolo chiave nel mix energetico attuale, ed è caratterizzato da costi di generazione molto competitivi.

La produzione di energia idroelettrica avviene per mezzo della trasformazione in energia cinetica dell'energia potenziale gravitazionale di una massa d'acqua in quiete posta ad una determinata quota geodetica, sfruttando un salto di quota. La trasformazione dell'energia gravitazionale in energia cinetica si realizza con macchine idrauliche (“turbine” di vario tipo) poste alla quota inferiore (bacino o vaso di scarico). L'energia cinetica è poi trasformata in energia elettrica con macchine elettriche (alternatori). Le tecnologie del settore idroelettrico possono

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati IHA e IRENA.

virtualmente sfruttare qualsiasi dislivello tra invasi: laghi, fiumi e torrenti naturali (in possibile conflitto con altri usi dell'acqua, ad es., potabili o irrigui), canali irrigui e di bonifica (bassi salti con basso impatto ambientale sulla risorsa), ma anche eventualmente acquedotti ad uso potabile, acque reflue e scarichi industriali, in questo caso con minimo o nullo impatto ambientale.

Gli impianti idroelettrici di grande taglia molto spesso utilizzano complesse opere idrauliche (sbarramenti) per raccogliere e trattenere in quota i volumi d'acqua disponibili in un certo bacino imbrifero. Oggi al mondo sono attivi circa 800.000 sbarramenti, di cui oltre 45.000 sono alti più di 15 m. Questi bacini di raccolta dell'acqua occupano globalmente circa 300.000 km<sup>2</sup>, un'area vasta quanto l'Italia. Gli sbarramenti, le turbine e gli alternatori sono il cuore di una centrale idroelettrica (Fig. 1). Il settore idroelettrico rappresenta oggi il 6,4% dell'energia primaria e il 16% dell'energia elettrica prodotta nel mondo.

In un dato campo vettoriale conservativo, l'energia potenziale è la sua capacità di compiere lavoro, funzione scalare delle coordinate dell'oggetto nel sistema di riferimento utilizzato. Ogni corpo soggetto a una forza conservativa ha una propria energia potenziale, definita in termini di variazione. Dal punto di vista fisico tale energia potenziale esiste solo se la forza è conservativa. Si può concepire l'energia potenziale anche come la capacità di un oggetto (o di un sistema) di convertire la propria energia da una forma ad un'altra, come, in questo caso, in

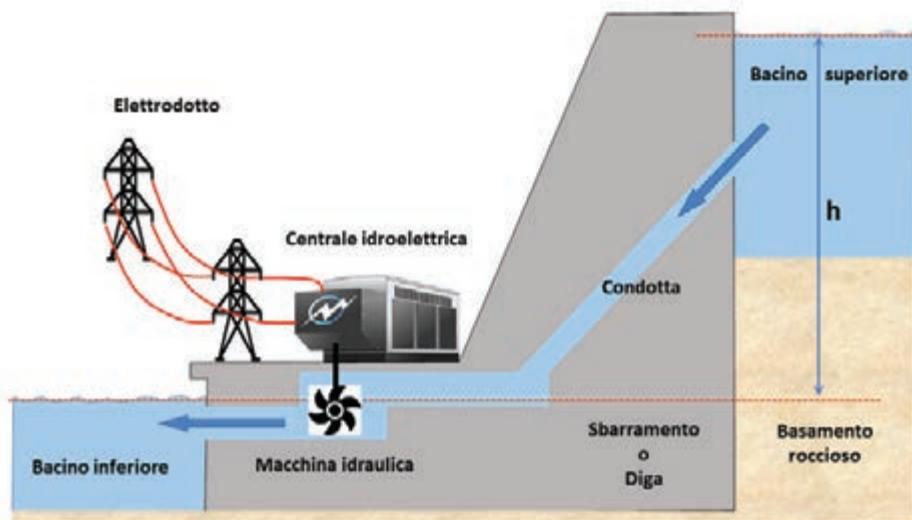


Fig. 1. Schema di un impianto idroelettrico.

energia cinetica. In particolare, l'energia potenziale gravitazionale  $E$  si esprime con la relazione:

$$E = mgh \quad (\text{Joule})$$

Dove:  $m$  = massa,  $g$  = accelerazione di gravità,  $h$  = quota cui è posta la massa  $m$ , rispetto a una determinata quota, lo zero del sistema di riferimento scelto. Il valore dell'energia potenziale cambia secondo il sistema di riferimento, e solo la sua variazione non dipende dal sistema di riferimento. Relativamente alla potenza ottenibile da un sistema idroelettrico, vale la relazione:

$$W = E/t = mgh/t = (\rho V)gh/t = (\rho gh) \cdot V/t \quad (\text{Watt})$$

Dove:  $\rho$  = densità dell'acqua,  $V$  = volume della massa d'acqua  $m$ . Essendo per definizione:

$$\text{Portata in volume} \quad Q = V/t \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

$$\text{Pressione idrostatica} \quad \Delta P = \rho gh \quad (\text{Pa})$$

Allora:

$$\text{Potenza teorica} \quad W = Q\Delta P \quad (\text{W})$$

$$\text{Potenza reale (elettrica)} \quad W_e = \eta W \quad (\text{W})$$

Dove  $\eta$  = rendimento della trasformazione energetica, valore che in questo caso può superare l'80%. Ciò costituisce un indubbio elemento di pregio dell'energia idroelettrica. Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati dalla flessibilità di funzionamento, grazie ai brevi tempi necessari per l'avviamento e l'arresto della produzione elettrica, limitati a pochi minuti. La tecnologia del settore idroelettrico è molto affidabile, ormai matura e ampiamente collaudata; inoltre, le infrastrutture civili e la componentistica meccanica sono caratterizzate da una lunga durevolezza nel tempo, e anche la gestione degli impianti è relativamente semplice, poiché può essere gestita interamente da remoto e con l'ausilio di poco personale.

Oggi si sta studiando anche la possibilità di ricavare energia dalle masse di acqua oceaniche, sfruttando le maree ("energia mareomotrice"), il moto ondoso, le correnti o il gradiente di temperatura (energia talassotermica): si tratta però di

tecnologie non ancora mature dal punto di vista industriale, ma solo in fase di studio ricerca e sviluppo, con poche applicazioni “pilota” in esercizio.

L’energia posseduta dalle masse d’acqua (energia idraulica, o “idrica”) poste ad una certa quota è sfruttata da vari secoli, e si può considerare come la fonte di energia “industriale” più antica. In passato si poteva sfruttare solo la produzione di energia meccanica, mentre oggi si utilizza quasi esclusivamente per la produzione elettrica. L’energia idrica è una risorsa relativamente abbondante, più o meno gratuita, integrativa (da non confondere con “alternativa”), rinnovabile e sicuramente pulita, almeno per il fatto che non rilascia inquinanti nelle matrici ambientali.

Ciononostante, il suo impatto ambientale deve essere valutato accuratamente, poiché la costruzione di dighe e bacini artificiali provoca inevitabilmente l’occupazione e l’allagamento permanente di aree di territorio più o meno vaste, e conseguentemente crea un certo grado di impatto ambientale che, in casi estremi può provocare variazioni dell’economia, della demografia e dell’ecosistema della zona, con modifiche ambientali permanenti, come nel caso della diga di Assuan in Egitto, oppure innescare rischi di tipo idrogeologico, o addirittura disastri e vittime, come è accaduto alla diga del Vajont, in Veneto (1963) o alla diga di Malpasset, in Francia (1959, opera costruita a scopo irriguo).

Inoltre, anche l’energia idrica non è equamente distribuita e disponibile in tutte le regioni del mondo, ed è fortemente dipendente dai fattori meteorologici. Il riscaldamento climatico degli ultimi decenni si sta facendo anche risentire sul ciclo delle acque, e alcune valutazioni (Agenzia Europea per l’Ambiente, EEA, 2017) stimano come altamente probabile una decisa variazione del potenziale idroelettrico nella regione alpina, che nei prossimi decenni potrebbe subire diminuzioni comprese tra il 10 e il 15%. La conservazione dei ghiacciai alpini è pertanto vitale per il futuro dell’energia idroelettrica.

L’energia idroelettrica ha visto uno sviluppo molto rapido agli inizi del XX secolo, che prosegue ancora oggi, sebbene molto lentamente nei Paesi industrializzati e più rapidamente in Asia e America Latina, gli unici che potenzialmente dispongono ancora oggi di risorse idroelettriche rilevanti. Attualmente, la potenza nominale installata a livello mondiale è di oltre 1300 GW (Fig. 2).

In molti Paesi, il settore idroelettrico rappresenta una ragguardevole fonte energetica per la produzione elettrica: ad es., in Norvegia e Paraguay esso copre oltre il 90% del fabbisogno interno, e oltre il 60% in Brasile e Venezuela. In valore assoluto, il primo produttore mondiale di energia idroelettrica è la Cina, che da sola

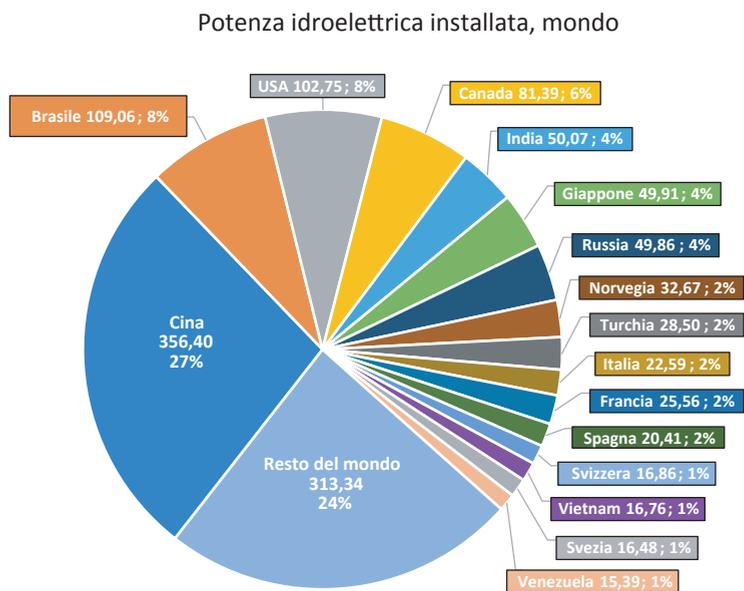


Fig. 2. Settore idroelettrico: potenza nominale installata, e percentuale sul totale della potenza installata mondiale, primi 15 Paesi del mondo. Fonte: rielaborazione dati IHA, 2020 *Hydropower Status Report*, [www.hydropower.org/facts](http://www.hydropower.org/facts).

produce quasi il 30% di tutta l'energia idroelettrica mondiale. In Italia la potenza idroelettrica installata è di 22,5 GW; questi impianti nel 2018 hanno prodotto una quantità di energia idroelettrica pari a 50 TWh (fonte: MISE-DGSAIE 2019).

Rispetto a tutte le altre fonti rinnovabili, l'idroelettrico è già arrivato ad un grado di utilizzo delle risorse disponibili molto elevato. Infatti, i siti in cui era possibile realizzare grandi impianti sono ormai quasi tutti costruiti e funzionanti. Relativamente al grado di utilizzo delle risorse idroelettriche utilizzabili e presenti in natura, ovvero disponibili, l'Europa Occidentale e gli USA sono leader mondiali, con un grado di utilizzo molto prossimo al massimo delle possibilità offerte dalla natura morfologica del territorio. Molto minore è invece lo sfruttamento dell'energia idroelettrica nei Paesi orientali e in Africa, dove esistono notevoli possibilità di incremento della produzione. Ad es., la potenza idroelettrica installata in Africa è molto scarsa in rapporto alle enormi potenzialità del continente: basti pensare che la costruzione di una grande diga sul fiume Congo, già oggetto di numerose valutazioni, consentirebbe di produrre energia elettrica pari al consumo annuale dell'Italia. Ma a quale costo ambientale?

In questa prospettiva, le strade da percorrere nel futuro saranno quelle dell'idroelettrico minore, il cosiddetto mini- e micro-idroelettrico, ovvero piccoli impianti a servizio di aree isolate, che sfruttano la risorsa idrica locale. In Italia, il termine mini-idroelettrico indica impianti con potenza installata inferiore ai 10 MW, mentre il termine micro-idroelettrico indica impianti con potenza installata inferiore ai 100 kW; si tratta di definizioni non vincolanti, ma oggi largamente accettate. Nei Paesi industrializzati, dove sono già presenti i grandi impianti, l'ambito di sviluppo sarà quasi esclusivamente quello del mini-micro-idroelettrico, mentre in molti Paesi in via di sviluppo l'idroelettrico di grossa taglia può rappresentare un'interessante fonte di approvvigionamento energetico, insieme ovviamente ai possibili impianti mini- e micro-idroelettrici.

Gli impianti di piccola taglia offrono alcuni vantaggi non trascurabili: consentono di sfruttare piccoli salti di quota e piccole portate, hanno un basso impatto ambientale, costi contenuti e permettono di soddisfare il fabbisogno energetico di piccole comunità, singole famiglie, piccole imprese e fattorie. Sono cioè ideali per fornire energia agli insediamenti collocati in zone geograficamente isolate o ancora non collegate alla rete nazionale di distribuzione elettrica.

I costi per la realizzazione delle strutture di un impianto idroelettrico di grossa taglia (invasi, dighe, canali, gronde, gallerie, condotte, centrali, elettrodotti, *etc.*) sono generalmente molto elevati, ma trattandosi per la maggior parte di impianti costruiti nella prima metà del XX secolo, tali spese sono già ammortizzate, per cui il costo della produzione elettrica è relativamente basso. Come si è ricordato sopra, oggi, per ragioni sia economiche, sia ambientali, si preferisce realizzare micro-impianti, che sono percepiti come più "ecologici" e meno costosi. Tuttavia, essi riescono a soddisfare il fabbisogno energetico soltanto di piccole comunità locali, eventualmente non raggiunte dalla rete di distribuzione.

## **Tipologie di impianti idroelettrici**

Come accennato, gli impianti per la produzione idroelettrica sono caratterizzati da un'ampia flessibilità di utilizzo. I moderni sistemi di automazione impiantistica, infatti, consentono di gestire l'avvio e l'arresto di una centrale idroelettrica in tempi relativamente brevi, dell'ordine di poche decine di minuti. Per questa peculiarità, le centrali idroelettriche sono molto più "rapide" di quelle termoelettriche, e sono un fattore chiave per regolare la produzione di elettricità nelle ore di maggior richie-

sta di energia. Per questo motivo, l'idroelettrico è fondamentalmente gestito come una fonte energetica "integrativa" alla generazione termica e rinnovabile non programmabile (eolico e fotovoltaico). La produzione di energia idroelettrica è quindi strategica non solo sotto il profilo economico e ambientale, ma anche sotto quello dell'efficienza operativa delle reti di trasmissione dell'energia elettrica.

Gli impianti idroelettrici si classificano in grandi impianti (o più semplicemente "idroelettrici", con potenza installata  $> 10$  MW) ed in impianti minori (o mini-idroelettrici, con potenza installata  $< 10$  MW). Questa suddivisione si riscontra anche nella diversa tipologia delle macchine che costituiscono gli impianti e nel loro impatto ambientale: mentre i grandi impianti richiedono solitamente l'allagamento di aree di territorio molto grandi, con impatto ambientale e sociale non trascurabile, i piccoli impianti idroelettrici si integrano molto meglio nell'ecosistema locale, perché solitamente si sfrutta direttamente la portata di un corso d'acqua, senza bisogno di costruire grandi sbarramenti. Gli impianti idroelettrici sono anche classificati in base alla tipologia impiantistica: impianti a deflusso regolato e impianti ad acqua fluente.

#### *Impianti a deflusso regolato.*

Di norma, un impianto idroelettrico a "deflusso regolato" è formato dai seguenti elementi: un sistema di raccolta dell'acqua (bacino o invaso superiore), una condotta in pressione ("condotta forzata") per il trasporto dell'acqua a valle, una turbina per trasformare l'energia potenziale in energia cinetica, un generatore per convertirla in energia elettrica e, infine, uno o più sistemi di regolazione della portata d'acqua e di controllo della sicurezza. In uscita dalla turbina, l'acqua è restituita al corso fluviale (bacino o invaso inferiore, o di scarico) senza aver subito alcuna variazione delle sue caratteristiche chimico-fisiche. Di norma, si tratta di impianti a bacino idrico naturale (laghi) o artificiale (invasi), anche se spesso sono stati utilizzati bacini naturali nei quali si è aumentata la massa d'acqua costruendo sbarramenti artificiali, ovvero dighe che possono essere alte anche varie decine di metri.

In un impianto a deflusso regolato si può, appunto, "regolare" la portata di acqua utilizzata dalla centrale secondo i fabbisogni di generazione elettrica, sia a scala oraria o giornaliera, sia stagionale. Di norma, si tratta degli impianti idroelettrici di più grande taglia, e sono quelli più flessibili nell'utilizzo. Di contro, la necessità di avere un invaso per l'accumulo di grandi masse d'acqua, fa sì che essi abbiano spesso un notevole impatto ambientale.

Gli impianti idroelettrici di questo tipo possono arrivare a potenze ed estensioni dell'invaso enormi. L'impianto transnazionale di Itaipu (Brasile-Paraguay) è carat-

terizzato da una diga lunga 7700 m e alta circa 200 m; l'invaso ha un'estensione di circa 1400 km<sup>2</sup>, superficie pari a 4 volte la superficie del lago di Garda, e contiene un volume d'acqua di 29 Gm<sup>3</sup>. La centrale idroelettrica ha una potenza installata di 14 GW e può arrivare a produrre circa 100 TWh di energia elettrica all'anno, equivalente al 30% del fabbisogno elettrico italiano. La sua costruzione ha imposto il trasferimento forzato di circa 10.000 famiglie.

Un grande impianto simile, quello detto delle "Tre Gole" (Cina), entrato in funzione nel 2009, ha un bacino di estensione simile (circa 1000 km<sup>2</sup>), e una potenza elettrica installata di oltre 22 GW. La creazione del bacino superiore ha comportato la sommersione di oltre 1000 siti archeologici, 150 cittadine e oltre 1000 piccoli villaggi, costringendo il trasferimento forzato di circa 1,4 milioni di abitanti. Il governo cinese prevede il trasferimento di almeno altri 4 milioni di persone dalla zona delle Tre Gole entro il 2023. Il nuovo bacino ha comportato la distruzione degli ecosistemi di molte specie animali e vegetali, e pare che la biodiversità ne soffrirà anche in futuro a causa del maggior inquinamento provocato dall'insediamento in zona di numerose industrie e dall'intenso traffico navale che si è sviluppato all'interno dell'invaso artificiale.

#### *Impianti di accumulo con pompaggio.*

Si tratta di impianti del tutto analoghi a quelli a deflusso regolato, con l'unica differenza che sono in grado di regolare anche la disponibilità della massa d'acqua contenuta nell'invaso superiore, mediante un impianto di sollevamento azionato da pompe elettromeccaniche. L'unica differenza che caratterizza un impianto di accumulo con pompaggio rispetto a un tradizionale impianto a deflusso regolato, è la possibilità di invertire il verso del flusso d'acqua. In altre parole, se a valle della turbina è presente un bacino di scarico di volume sufficiente, gli impianti idroelettrici a deflusso regolato possono essere usati come "accumulatori" di energia utilizzabile nelle ore di maggior richiesta, pompando acqua dal bacino di scarico all'invaso superiore nelle ore di minor richiesta, tipicamente quelle notturne (Fig. 3). Infatti, la massa d'acqua che ha generato energia durante le ore di punta (di giorno) può essere pompata all'invaso superiore durante le ore di minor richiesta (di notte), utilizzando l'energia elettrica in eccesso prodotta dalla "riserva calda", cioè le centrali sempre in funzione, come quelle termoelettriche o nucleari. In questo modo, l'energia richiesta per pompare l'acqua nel serbatoio superiore è restituita, anche se in misura minore per via dei rendimenti delle macchine, in una forma di massimo valore economico, perché è immessa in rete nelle ore di maggior richiesta ("ore di punta").

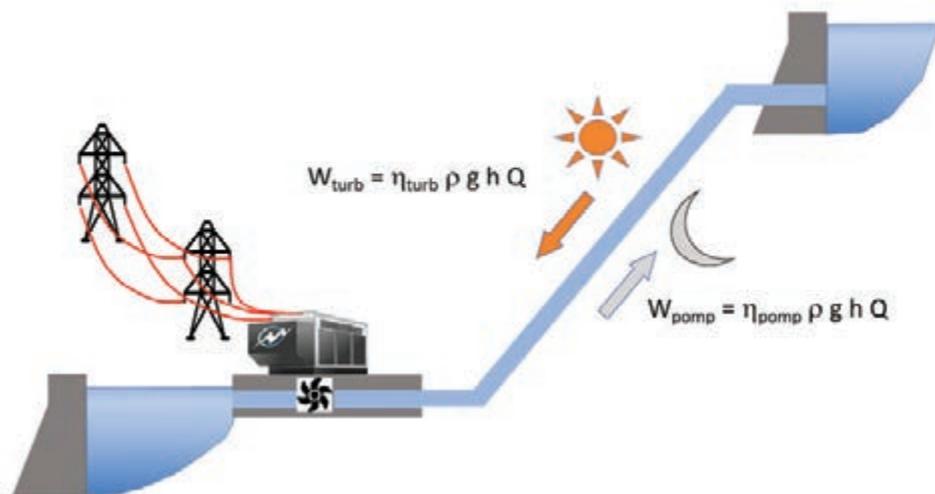


Fig. 3. Schema di un impianto idroelettrico con pompaggio. Si noti che il rendimento in fase di pompaggio ( $\eta_{pomp}$ ) è di norma lievemente diverso rispetto a quello in produzione ( $\eta_{turb}$ ). Al solito,  $Q$  è la portata in volume,  $h$  il dislivello tra bacino di carico e bacino di scarico,  $\rho$  la densità dell'acqua e  $g$  l'accelerazione di gravità.

In un impianto ad accumulo con pompaggio si utilizzano tre gruppi di macchine: turbina, pompa e alternatore. Quest'ultimo, essendo una macchina reversibile, può funzionare sia come generatore, sia come motore elettrico. In alcuni impianti è anche possibile avvalersi della reversibilità di alcune turbine, quali ad es., le turbine Francis, che possono essere progettate per funzionare reversibilmente come pompe, pur sacrificando una perdita di rendimento, accettabile, ma riducendo in questo modo i costi di impianto e di manutenzione. La tecnologia degli impianti idroelettrici con pompaggio è migliorata in modo significativo negli ultimi decenni, soprattutto in termini di maggior efficienza tramite la riprogettazione delle macchine idrauliche. Oggi si utilizzano pompe-turbine reversibili a velocità variabili.

#### *Impianti ad acqua fluente.*

Un impianto ad "acqua fluente" è relativamente più semplice di un impianto a deflusso regolato, perché il sistema di raccolta dell'acqua è più agevole, e non serve la costruzione di grandi condotte forzate. Si tratta in pratica di imbrigliare e deviare una quota parte della portata di un corso d'acqua verso aree dove è possibile sfruttare un salto idraulico, anche di soli pochi metri, e quindi di restituire l'acqua al suo

corso naturale. A tale scopo, a volte è necessario costruire una derivazione in quota. Questi impianti sono utilizzati per sfruttare corsi d'acqua caratterizzati da portate elevate e piccoli salti idraulici, di norma compresi entro i 20 m, e non dispongono della capacità di regolazione della portata, che quindi coincide quindi con quella massima disponibile o prelevabile nel corso d'acqua, a meno di una portata di "deflusso minimo vitale", necessaria per salvaguardare l'ecosistema e stabilita da specifiche normative ambientali (vedi oltre). La produzione elettrica di un impianto ad acqua fluente è quindi determinata in modo marcato dall'intensità e dalle variazioni della piovosità locale. Un impianto ad acqua fluente produce energia elettrica in quantità e in tempi totalmente dipendenti dalla portata del corso d'acqua: nei periodi di magra, o quando la portata diminuisce fino al livello di deflusso minimo vitale, la produzione elettrica si interrompe. Di norma, la potenza installata e la flessibilità di un impianto ad acqua fluente è molto minore di quella di un impianto a deflusso regolato.

## **Idroelettrico in Italia**

L'energia idroelettrica ha contribuito in modo sostanziale all'avvio dell'industrializzazione italiana agli inizi del 1900, vista l'endemica e generale scarsità di fonti energetiche nel territorio nazionale, che tuttora condiziona fortemente le nostre politiche energetiche e di sviluppo industriale. Nel 1940, oltre il 90% dei 19,4 TWh di energia elettrica totale prodotta in Italia erano di origine idroelettrica. Agli inizi degli anni 1960 questa aliquota era scesa all'80%; da allora, la quantità di energia idroelettrica è rimasta relativamente costante, mentre la sua quota percentuale è progressivamente diminuita: i grandi impianti erano infatti già stati quasi tutti costruiti. Negli anni 1980, la quota dell'idroelettrico era già ridotta al 25%, mentre la produzione termoelettrica era passata dal 14 al 70%. Questo cambiamento è dovuto alla crescente richiesta di energia elettrica della società attuale: nel 2019 il fabbisogno elettrico italiano è stato di circa 320 TWh, una quantità 16 volte maggiore rispetto al 1940 (Fonte: Terna 2018). Oggi il settore idroelettrico italiano contribuisce per il 15% della produzione nazionale.

In Italia esistono 3920 impianti idroelettrici, di cui solo 303 di potenza installata superiore a 10 MW (Fonte: GSE 2018). Inoltre, vi è anche una lunga tradizione di impianti di accumulo con pompaggio, e l'attuale capacità di pompaggio idroelettrico è di 7.7 GW (Fonte: Terna). Tra gli impianti di pompaggio principali si ricordano

quelli di Ronco Valgrande, Edolo, Presenzano e Entracque, ciascuno caratterizzato da circa 1000 MW di potenza installata (Fig. 4).

La potenzialità idroelettrica del territorio italiano è sfruttata per circa il 90%, valore molto prossimo al limite massimo imposto dalla morfologia e dalla geografia del paese. L'idroelettrico non sembra quindi essere un comparto produttivo capace di grande sviluppo, specialmente per quanto riguarda la costruzione di nuove possibili centrali di grande potenza. Infatti, i principali ostacoli per lo sviluppo dell'idroelettrico riguardano le "barriere non tecnologiche", quali le procedure autorizzative, burocratiche e di accettabilità sociale. A tal proposito, si rileva che le normative regionali e provinciali sono sempre più restrittive nei confronti della possibilità di poter costruire nuovi impianti, condizionando la realizzazione anche di quelli di piccola taglia, specie nel caso che debbano essere costruiti al di fuori delle briglie idrauliche già esistenti.

È quindi evidente che il futuro del settore idroelettrico italiano vedrà molto probabilmente la sola realizzazione dei cosiddetti impianti micro-idroelettrici, di bassa

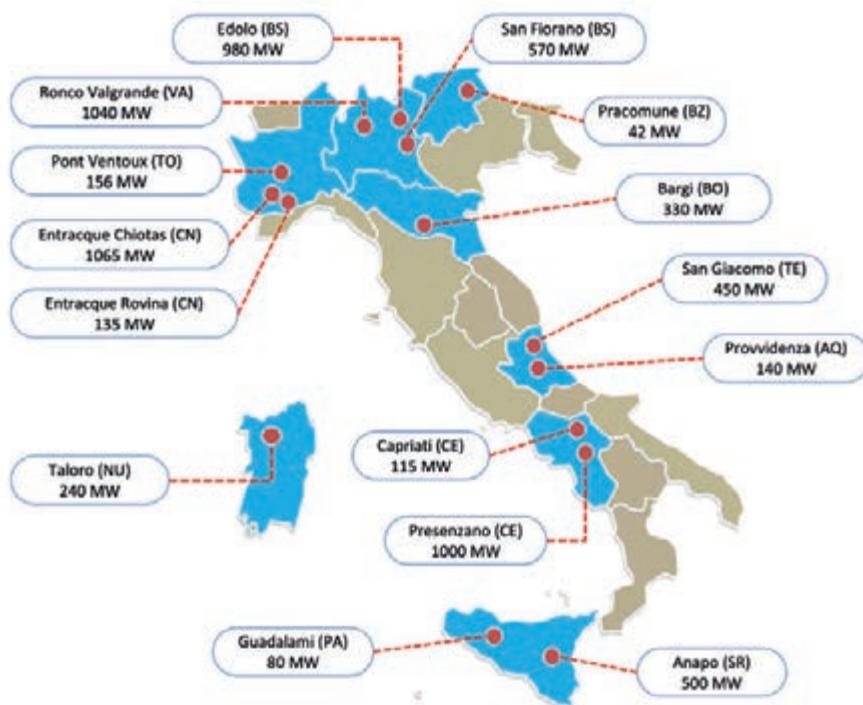


Fig. 4. Le 15 centrali idroelettriche con impianto di accumulo con pompaggio in Italia.

potenza (<100 kW), di limitato impegno economico e tecnico e di basso impatto ambientale. Recenti studi di Terna S.p.A. (2018) hanno evidenziato che in Italia occorre rinnovare un terzo degli impianti idroelettrici esistenti, per non perdere un potenziale di quasi 6 GW da oggi al 2030. Per questo motivo, il Governo sarà chiamato a definire un quadro normativo stabile. In caso di inazioni, si rischia di perdere un potenziale produttivo di oltre 10 TWh da oggi al 2030.

## **Energia davvero pulita?**

Associata all'acqua, e a tutto ciò che essa rappresenta per l'immaginario dei nostri giorni, l'energia idroelettrica suggerisce l'idea di una fonte energetica "pulita ed ecologica", oltre che "rinnovabile". È sempre vero?

Le modificazioni ambientali apportate dalla costruzione di un invaso per scopi idroelettrici, specie se realizzato tramite la messa in opera di una grande diga, non sono trascurabili, e non si tratta solo di impatti a livello paesaggistico. Un invaso artificiale (che può contenere centinaia di milioni di m<sup>3</sup> di acqua) ha pesanti ripercussioni geologiche e idrogeologiche: si modifica la circolazione idrica profonda e superficiale, si creano sollecitazioni geomeccaniche anomale che potrebbero innescare fenomeni di instabilità dei versanti (frane), talvolta accompagnanti da eventi di microsismicità indotta. Le opere di derivazione necessarie per trasportare l'acqua alle centrali idroelettriche (canali a pelo libero o condotte forzate) è spesso sotterranea, e necessita la costruzione di gallerie, che possono apportare modifiche alla circolazione idrica nel sottosuolo, problema molto sensibile specie nelle aree caratterizzate da rocce carsiche. Le centrali idroelettriche "in caverna" sono realizzate in ampi spazi sotterranei appositamente costruiti, e mitigano l'impatto estetico degli impianti di produzione (turbine, alternatori, trasformatori, magazzini, *etc.*), ma pongono il problema di ricollocare o smaltire il materiale di scavo, e sono molto costose.

Inoltre, il prelievo e l'accumulo stagionale di acqua riduce conseguentemente la portata nei tratti di asta fluviale a valle dell'impianto, e ciò può provocare pesanti modifiche negli ecosistemi di fiumi e torrenti, con la possibilità di innescare danni più o meno gravi al patrimonio ittico e naturalistico. A questo proposito, si definisce il "deflusso minimo vitale", ovvero la portata d'acqua minima immessa nel corso d'acqua a valle delle opere di presa (dighe, sbarramenti, briglie, *etc.*), che deve essere tale da garantire una portata

(“deflusso”) sufficiente perché lo stesso corso d’acqua rimanga biologicamente vivo e mantenga una continuità idraulica e biologica tale da sostenere la vita e lo sviluppo di animali e vegetali. In realtà, nei periodi di magra, lunghi tratti dei corsi d’acqua sui quali insistono uno o più impianti idroelettrici sono di fatto lasciati praticamente all’asciutto, con tutti i conseguenti danni ambientali sull’ecosistema. A questo proposito, si ricorda anche che a una riduzione della portata dei corsi d’acqua si accompagna una maggior concentrazione degli inquinanti, sia nei corsi d’acqua, sia negli acquiferi sotterranei alimentati dagli stessi. Le leggi impongono che il prelievo di acqua per scopi idroelettrici (ma ciò vale anche per i prelievi irrigui) non debba oltrepassare una ben determinata aliquota della portata naturale dei corsi d’acqua superficiali, e deve essere garantito il deflusso minimo vitale. In Italia, non esiste un riferimento legislativo nazionale che stabilisca il deflusso minimo vitale, ma la normativa è stabilita dalle Autorità di Bacino e delle Regioni.

Le aree dove sorgono gli impianti idroelettrici sono di norma situate in zone di montagna, a quote elevate, e spesso sono inserite in riserve naturali, luoghi particolarmente vulnerabili e bisognosi di tutela ambientale. Nelle aree alpine circa il 90% dei corsi d’acqua patisce manipolazioni causate dal prelievo di acqua per scopi idroelettrici, e soltanto il 10% dei torrenti è stato lasciato allo stato “naturale”. Quindi, anche in questo settore energetico, spesso percepito come apparentemente “ecologico”, per prevenire i danni ambientali è necessaria una gestione accurata, responsabile e attenta delle potenziali fonti di alterazioni ecologiche.

Per assicurare la compatibilità ambientale degli impianti idroelettrici in aree particolarmente vulnerabili, la tendenza degli ultimi anni è di abbandonare gradualmente la costruzione di grandi invasi a favore di impianti di piccole dimensioni. Realizzati senza la necessità di costruire bacini di raccolta, spesso questi impianti possono sfruttare anche salti idraulici minimi, al limite di qualche metro, e permettono di produrre energia in zone residenziali isolate, spesso non adeguatamente servite dalla rete elettrica nazionale, evitando di dover costruire grandi e costosi elettrodotti. Per gli impianti di piccola potenza il prelievo idrico è limitato, le modifiche al corso d’acqua ed alla sua portata sono trascurabili, e l’acqua utilizzata è restituita subito a valle dell’impianto. Come si è accennato sopra, questa tipologia di impianti sembra essere una delle poche soluzioni per lo sfruttamento delle potenzialità idroelettriche residue dei corsi d’acqua italiani.

## Energia dal mare

Teoricamente, è possibile produrre energia elettrica dalle masse d'acqua oceaniche sfruttando cinque fenomeni fisici diversi:

- L'energia associata al moto ondoso, generato dalle masse atmosferiche in movimento sulla superficie marina, che è possibile convertire in energia elettrica con svariati e sofisticati apparati, noti come WEC (*Wave Energy Converter*).
- L'energia cinetica delle correnti marine e di marea che, almeno teoricamente, è possibile sfruttare secondo lo stesso principio utilizzato per l'energia eolica; sono stati studiati sia generatori ad asse orizzontale, per correnti marine costanti, sia ad asse verticale, più adatto a correnti di marea, che cambiano direzione quotidianamente, che sembrano verosimilmente le più adatte ad essere sfruttate industrialmente.
- L'energia associata al dislivello delle masse d'acqua oceaniche creato dalle maree, e generato dalle interazioni gravitazionali esistenti tra Terra, Luna e Sole. Utilizzando opportuni sbarramenti artificiali (dighe e complesse paratie mobili), è possibile "raccolgere" il livello di alta marea e quindi convertire la massa d'acqua immagazzinata a monte in energia elettrica, con le stesse tecnologie del settore idroelettrico.
- L'energia del gradiente termico esistente tra gli strati superficiali e quelli profondi degli oceani (energia "talassotermica"). Le sperimentazioni attuali prevedono di poter disporre di una differenza di temperatura di almeno 20°C, presente solo in zone tropicali, da utilizzare all'interno di cicli termodinamici binari tipo ORC (*Organic Rankine Cycle*) appositamente studiati. Un notevole vantaggio è che i sistemi in studio generano acqua dolce come sottoprodotto del processo.
- L'energia da gradiente salino (energia "osmotica"). Masse di acqua di diversa salinità (ad es., acqua dolce fluviale e acqua marina salata), se messe a contatto in due camere separate da una membrana semipermeabile, per effetto dell'osmosi creano una differenza di pressione tra le due camere e, conseguentemente, si crea un piccolo dislivello piezometrico, sfruttabile per la produzione elettrica.

Tuttavia, tutte queste tecnologie sono ancora in fase di ricerca e sviluppo, con poche applicazioni commerciali in esercizio, e mediamente si trovano in una fase

di sperimentazione molto più arretrata rispetto alle tecnologie impiegate per lo sfruttamento delle altre fonti energetiche rinnovabili.

Attualmente, esiste un solo impianto per lo sfruttamento delle maree in Francia, la centrale mareomotrice di La Rance (240 MW), che si avvale di un'ampiezza di marea compresa tra 12 e 13 m, dislivello comunque eccezionale, presente in pochissimi luoghi al mondo, impiega tecnologie identiche a quelle utilizzate nel campo idroelettrico. Si tratta comunque di un'applicazione ad elevato costo e alto impatto ambientale.

Esistono numerosissimi progetti pilota e impianti di sperimentazione per lo sfruttamento dell'energia associata al moto ondoso (Svezia, Norvegia, UK, Portogallo, Giappone, *etc.*, ma anche in Italia), visto che globalmente il contenuto energetico delle onde è maggiore di quella dell'eolico e del fotovoltaico, anche se è estremamente difficile da sfruttare. Ad oggi non esistono tecnologie consolidate in questo campo. I WEC in sperimentazione sono molto numerosi, e comprendono: sistemi galleggianti, sommersi o ancorati al fondale; sistemi a colonna d'acqua oscillante, sistemi per differenza di pressione, sistemi di superficie con bacino di raccolta, *etc.*).

Altre sperimentazioni riguardano sia lo sfruttamento del gradiente termico oceanico nei mari tropicali tramite i processi termodinamici OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*), sia del gradiente salino (RED, *Reverse ElectroDialysis*). Quest'ultima tecnologia è tra quelle ad oggi meno sviluppate, e pare che la sua applicazione ponga problemi ambientali non indifferenti (il sottoprodotto del processo è acqua salmastra, da smaltire in grandi quantità).

Si ricorda che l'Unione Europea ha identificato circa 100 siti in cui pare si potrebbe produrre energia elettrica sfruttando le correnti marine. In Italia, lo stretto di Messina è stato identificato come uno dei siti più promettenti. Infine, nell'ambito del *Green Deal*, la Commissione Europea ha recentemente emesso la "Strategia dell'UE per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili *offshore* per un futuro climaticamente neutro" sottolineando, fra l'altro, anche lo sviluppo di tecnologie per la produzione di energia elettrica da moto ondoso e da maree. Ulteriori informazioni si possono trovare sulle pagine di Ocean Energy Europe (<https://www.oceanenergy-europe.eu/ocean-energy/>).



## CAPITOLO 11

### L'ENERGIA EOLICA

I numeri <sup>1</sup> dell'eolico nel mondo – anno 2019				
Energia primaria	Generazione elettrica	Potenza elettrica installata	Produzione elettrica annua	Produzione elettrica annua, Italia 2019
2,5%	6%	650 GW <sub>e</sub>	1400 TWh	18 TWh

L'uomo ha sfruttato l'energia del vento fin dall'antichità. Dopo l'introduzione della navigazione a vela, oltre 5000 anni fa, fu solo nell'alto medioevo che si escogitarono mulini a vento per produrre energia meccanica, utilizzata per sollevare acqua o per macinare cereali. Solo con la scoperta dell'energia elettrica, verso la fine del 1800, iniziò lo sviluppo tecnologico del settore eolico in senso moderno, rivolto cioè alla conversione dell'energia del vento in energia elettrica. Commercialmente, per energia eolica si intende oggi l'energia elettrica generata sfruttando l'energia cinetica del vento, trasformata in moto rotatorio attraverso le pale di una turbomacchina motrice progettata appositamente, la cosiddetta turbina eolica. L'asse della turbomacchina è collegata ad un generatore elettrico, che trasforma l'energia meccanica (ovvero, la rotazione dell'asse che supporta le pale) in energia elettrica.

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati IRENA e BP.

Nel 1887 l'ingegnere elettrico scozzese James Blyth costruì una turbina eolica ad asse verticale di circa 10 m di diametro, la collegò a una dinamo e utilizzò l'energia per la ricarica di accumulatori per l'illuminazione della sua abitazione. Queste sperimentazioni avviarono lo sfruttamento industriale dell'energia eolica in Europa. Pochi anni dopo, anche negli USA si realizzarono progetti simili. Charles Brush nel 1890 costruì a Cleveland (Ohio) una turbina eolica di 17 m di diametro, capace di generare una potenza di circa 12 kW.

L'impulso maggiore fu però dato dallo scienziato danese Poul la Cour, che fu il primo a capire che la rotazione veloce di turbine con un minor numero di pale era la soluzione più efficiente per la produzione di energia elettrica, e nel 1904 fondò la *Society of Wind Electricians*. In Danimarca nel primo decennio del Novecento erano già state installate oltre 2000 turbine eoliche. La produzione di energia eolica però si sviluppò intensamente solo tra gli anni Venti e Trenta, grazie a una progettazione più precisa degli aerogeneratori. In questo decennio, negli USA furono sviluppati aerogeneratori relativamente standardizzati in grado di generare una potenza compresa tra 1 e 3 kW, che trovarono larga diffusione nelle utenze isolate delle grandi pianure del Midwest soprattutto in aziende agricole e allevamenti.

Il vento è un fenomeno dovuto al riscaldamento atmosferico indotto dalla radiazione solare che colpisce la superficie terrestre. Si stima che circa il 2% della potenza irradiata dal Sole sul nostro pianeta sia convertita in energia di spostamento di masse d'aria atmosferiche, ovvero in energia eolica. L'atmosfera riceve e trasforma la radiazione solare in modo non uniforme: nelle zone dove si scambia meno calore, la pressione atmosferica aumenta (la massa d'aria si raffredda), mentre nelle zone in cui si scambia più calore la pressione diminuisce (la massa d'aria si riscalda). In questo modo, si ha lo sviluppo di zone di alta e bassa pressione atmosferica, il cui movimento è influenzato anche dalla rotazione terrestre. Quando masse d'aria a diversa pressione e temperatura si avvicinano, la zona a pressione maggiore tende a trasferire massa verso la zona a pressione minore. Il vento è la risultante, più o meno veloce, di questi spostamenti di masse d'aria tra zone a diversa pressione atmosferica. Maggiore è la differenza di pressione, detta anche gradiente barico, più veloce sarà lo spostamento d'aria, e maggiore sarà l'energia acquistata dal vento.

Nella circolazione atmosferica intervengono però anche altri fattori di tipo geografico e astronomico, che ne modificano l'andamento. L'inclinazione dell'asse terrestre e il moto di rivoluzione della Terra intorno al Sole determinano le variazioni stagionali, che fanno oscillare da nord a sud le aree intertropicali, modificando l'irraggiamento; la rotazione terrestre alterna l'irraggiamento solare

giornaliero; la superficie marina o continentale, scarsamente omogenea, ha una diversa capacità di assorbimento e scambio di calore. Inoltre, la rotazione terrestre induce un altro fattore, fondamentale per la dinamica della circolazione dei venti: l'accelerazione di Coriolis, che determina la rotazione delle masse d'aria. Infine, vi sono altri fattori che influenzano l'intensità e la direzione del vento, quali la rugosità locale della superficie terrestre, per vincere la quale la massa d'aria in movimento consuma energia, e la presenza di rilievi o grandi catene montuose, che rallentano e/o deviano la traiettoria dei venti.

La meteorologia, che studia i fenomeni fisici che avvengono nell'atmosfera, classifica i venti in vari modi (venti globali, venti locali, *etc.*). Nel campo di interesse della generazione eolica odierna, l'altezza massima dei venti utilizzabili è inferiore ai 250 m di quota, tutta contenuta nello strato limite planetario.

## **Aerogeneratori**

Gli aerogeneratori sono macchine elettromeccaniche capaci di trasformare l'energia cinetica del vento in moto rotatorio per mezzo di opportune pale, e il moto rotatorio dell'asse delle pale in energia elettrica, tramite un generatore. L'aerogeneratore è un insieme di strutture meccaniche, elettriche e di controllo; fondamentalmente, esso è composto da vari blocchi di strutture o attrezzature, che comprendono una torre di supporto, la gondola, il rotore, le pale, il generatore, e un sistema di controllo elettrico e meccanico dell'intero aerogeneratore. La struttura di un aerogeneratore è apparentemente semplice: un sostegno, formato da fondamenta e torre (che può essere a traliccio o a forma di pilone tubolare), reca alla sommità una gondola (o navicella), dove sono contenuti l'albero di trasmissione lento, collegato al rotore, un moltiplicatore di giri, o "cambio", connesso con il generatore e alcuni dispositivi accessori, come il sistema frenante e vari sistemi di controllo. La Figura 1 mostra uno schema semplificato degli apparati contenuti all'interno della gondola. All'estremità dell'albero lento vi è un mozzo su cui sono calettate le pale della turbina eolica. Le pale sono costruite con materiali compositi rinforzati con fibra di vetro, che è relativamente economica, anche se sempre più spesso è necessario utilizzare la più resistente e costosa fibra di carbonio. Gli aerogeneratori moderni hanno generalmente tre pale, che garantiscono più efficienza e maggiore silenziosità. Il sistema di controllo garantisce il regolare funzionamento dell'impianto.

Secondo la posizione dell'asse della turbina eolica, si distinguono aerogeneratori ad asse orizzontale, il cui rotore va orientato (attivamente o passivamente) parallelamente alla direzione del vento, e rotori ad asse verticale, che funzionano indipendentemente dalla direzione del vento. Gli aerogeneratori ad asse orizzontale sono i più noti e i più diffusi, mentre quelli ad asse verticale sono ancora oggetto di studi e ricerche per migliorarne l'efficienza, poiché hanno il vantaggio di non richiedere sistemi di orientamento, sono più resistenti a venti forti e turbolenti, anche se in alcuni casi sono necessari cavi di tesaggio supplementari ancorati al suolo.

Gli aerogeneratori ad asse orizzontale normalmente si classificano in tre grandi gruppi, suddivisi in base alla potenza erogata ( $P$ ) ed al diametro della turbina eolica ( $d$ ):

1. aerogeneratori di grande taglia ( $P > 1$  MW,  $d > 50$  m).
2. Aerogeneratori di media taglia ( $100$  kW  $< P < 1$  MW,  $20$  m  $< d < 50$  m).
3. Aerogeneratori piccola taglia ( $P < 100$  kW,  $d < 20$  m).

Oggi sono in via di sviluppo e commercializzazione anche aerogeneratori di potenza nominale maggiore, compresa tra 5 e 6 MW, caratterizzati da un diametro del rotore anche maggiore di 130 m. Ciò impone diversi problemi strutturali e di realizzazione della fondazione della torre, il che porta inevitabilmente a maggiori costi di installazione, costi che dovranno essere compensati dalla maggiore produttività dell'impianto, il cosiddetto "parco eolico". Oggi, la taglia media delle turbine dei parchi eolici di nuova costruzione è tra i 3 e i 3,6 MW, con taglia massima di 5

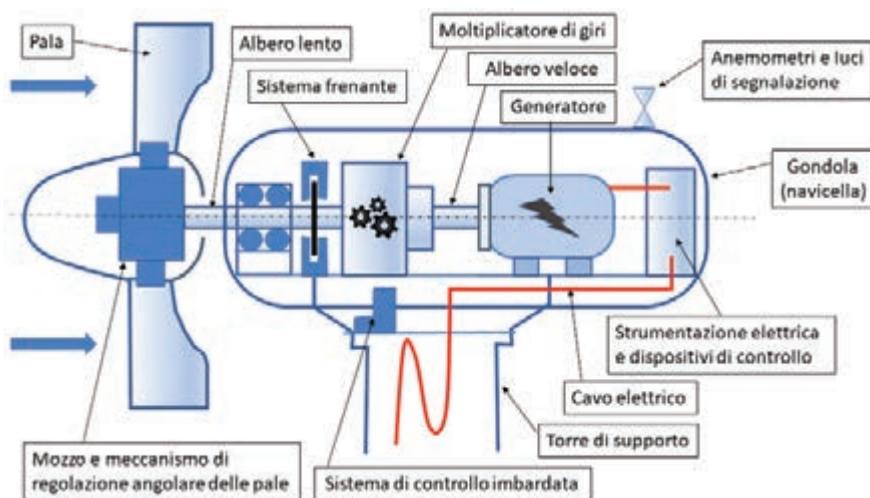


Fig. 1. Schema semplificato degli apparati contenuti all'interno della gondola di un aerogeneratore.

MW, ma la tendenza all'incremento della potenza delle turbine proseguirà anche nel futuro, e probabilmente la nuova taglia media sarà attorno ai 10-15 MW, con diametro del rotore anche maggiore di 200 m.

Un aerogeneratore, sia ad asse verticale, sia orizzontale, per poter essere messo in rotazione e generare energia elettrica richiede che il vento raggiunga una velocità minima (*cut-in*), normalmente compresa nell'intervallo tra 3 e 5 m/s. Inoltre, normalmente l'aerogeneratore eroga la potenza nominale di progetto in corrispondenza di velocità del vento comprese tra 10 e 15 m/s. A velocità più elevate (di norma superiori a 20-25 m/s, detta velocità di *cut-off*) l'aerogeneratore è fermato da un sistema frenante, per ragioni di sicurezza. L'arresto della rotazione può essere fatto sia con freni che bloccano il rotore, sia con sistemi che variano l'inclinazione delle pale, inducendo uno stallo controllato.

La corrente elettrica prodotta dal generatore posto all'interno della gondola è inviata a una serie di dispositivi (gruppi di rifasamento, banchi di condensatori, trasformatori elevatori, *etc.*), a seconda del tipo di energia elettrica prodotta, AC o DC) che la rendono compatibile con la rete elettrica a cui sarà collegato l'aerogeneratore.

## **Energia cinetica, Velocità del vento, Curva di potenza, Fattore di capacità, Mappa eolica**

### *Energia cinetica*

Gli aerogeneratori sono macchine in grado di convertire l'energia cinetica del vento in energia elettrica. L'energia cinetica che fluisce attraverso una superficie immaginaria di area A, attraversata perpendicolarmente da un vento di velocità v, densità  $\rho$ , nel tempo t, è la seguente:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}(Avt\rho)v^2 = \frac{1}{2}At\rho v^3$$

Essendo la potenza un'energia per unità di tempo, la potenza eolica P che attraversa la sezione A (area della superficie spazzata dal rotore di un aerogeneratore) è quindi pari a:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}A\rho v^3$$

L'energia eolica di una massa d'aria in movimento è quindi proporzionale alla terza potenza della velocità del vento. Si noti che la densità dell'aria  $\rho$  è maggio-

re a bassa temperatura, ad esempio in inverno, e in condizioni di alta pressione atmosferica.

L'energia cinetica del vento non può essere completamente utilizzata, perché, in questo caso, la portata in uscita dal rotore dell'aerogeneratore dovrebbe annullarsi. È possibile dimostrare che si ottiene la potenza massima quando la velocità a valle della turbina si riduce a circa un terzo di quella a monte ("limite di Betz"). In questo caso ideale, la potenza massima estraibile è esattamente pari a 16/27 di quella teorica ( $\eta = 0,593$ ). L'analisi di Betz è ricavata nell'ipotesi di attrito nullo, ovvero in condizioni di flusso ideale: il rendimento rotorico effettivo (o coefficiente di potenza) di una turbina eolica reale è quindi ancora inferiore, e in realtà si ha  $\eta_{\max} < 0,5$ .

Per una stima speditiva della potenza nominale ( $P_n$ ) di un aerogeneratore si può considerare la seguente relazione, ricavabile supponendo un valore  $\eta_{\max} = 0,42$  e  $\rho = 1,23 \text{ kg/m}^3$ :

$$P_n = \eta_{\max} P = \eta_{\max} \frac{1}{2} A \rho v^3 = 0,20 D^2 v^3$$

Se si vuole tener conto della densità dell'aria, si possono utilizzare varie espressioni semi-empiriche legate alla quota o a quota e temperatura, quali, ad esempio:

$$\rho = \rho_0 e^{\frac{-0,297 H}{3048}}, \quad \text{oppure:} \quad \rho = \frac{99459 - 9,47 H}{287(273 + t)}$$

Dove:  $\rho_0 = 1,23 \text{ kg/m}^3$ ,  $H$  = quota sul livello del mare, in metri,  $t$  = temperatura, in gradi centigradi. Ovviamente, la potenza elettrica effettivamente erogata dall'aerogeneratore è condizionata anche dai rendimenti di tutti i dispositivi della catena di trasformazione energetica. Oltre al rendimento rotorico effettivo, vi sono anche le perdite nella trasmissione del moto dal rotore al generatore, nonché il rendimento elettrico del generatore stesso, per cui il rendimento netto sarà ancora inferiore, anche se solo di pochi punti percentuali:

$$\eta_{\text{netto}} = \eta_{\text{rotore}} \cdot \eta_{\text{meccanico}} \cdot \eta_{\text{generatore}}$$

### *Velocità del vento*

Per calcolare l'energia producibile da un aerogeneratore non basta misurare la velocità media del vento in una determinata località (all'altezza del mozzo), ma è necessario conoscerne anche la distribuzione di frequenza. Un diagramma di

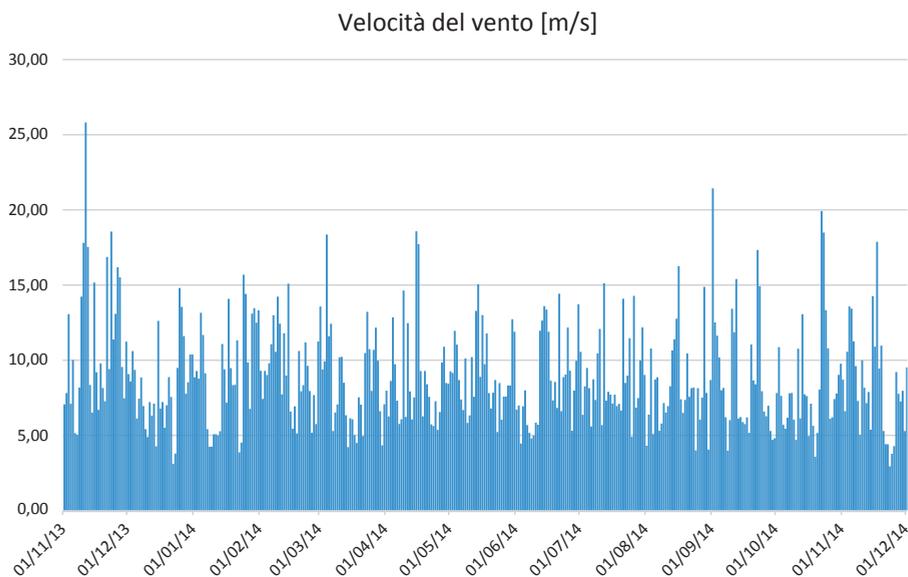


Fig. 2. Istogramma del valore medio della velocità del vento misurata ogni 10 minuti nel corso di un anno. La velocità, misurata alla quota dell'anemometro, è poi riportata a varie quote, solitamente con leggi di tipo logaritmico. In questo caso, un sito offshore, la velocità è stata riportata a quota  $H = 80$  m sul livello del mare.

distribuzione di frequenza riporta in ascisse la velocità del vento e in ordinate il numero di ore annue in cui si realizza tale velocità. Questo diagramma è ricavato partendo da misure sperimentali della velocità del vento in un luogo ben determinato. Generalmente, si tratta di misure effettuate con anemometri dedicati, che si protraggono per un tempo di almeno un anno, ma a volte per periodi anche più lunghi. Di norma, si registra il valore medio della velocità calcolato per intervalli di alcuni minuti (Fig. 2, dati ogni 10 minuti), o anche per tempi più lunghi. La distribuzione di frequenza della velocità del vento in un determinato punto della superficie terrestre, misurata a una certa quota, è solitamente studiata tramite l'applicazione della distribuzione di Weibull; infatti, tra le distribuzioni di probabilità continue, la distribuzione di Weibull è una di quelle che approssima meglio i dati raccolti nelle campagne anemometriche.

Si ricorda, infine, che la velocità del vento varia in modo sensibile al variare dell'altezza rispetto al piano di campagna. Infatti, sia la presenza di ostacoli, che causano turbolenze locali, sia l'attrito del vento sul terreno, caratterizzato peraltro da rugosità superficiali diverse secondo la natura della superficie stes-

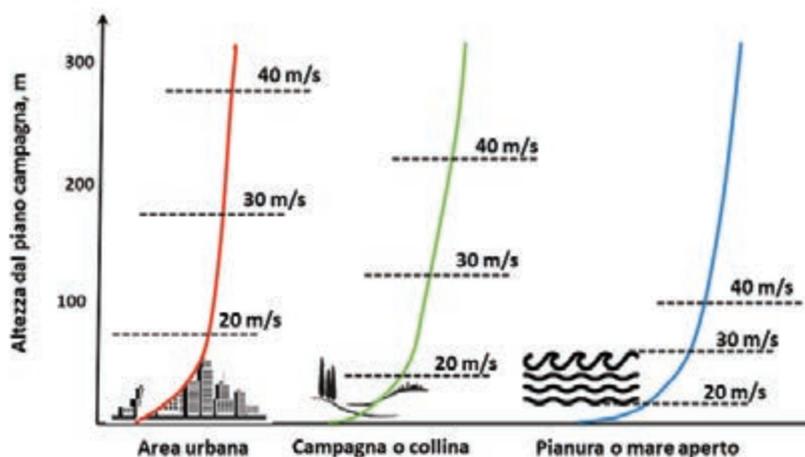
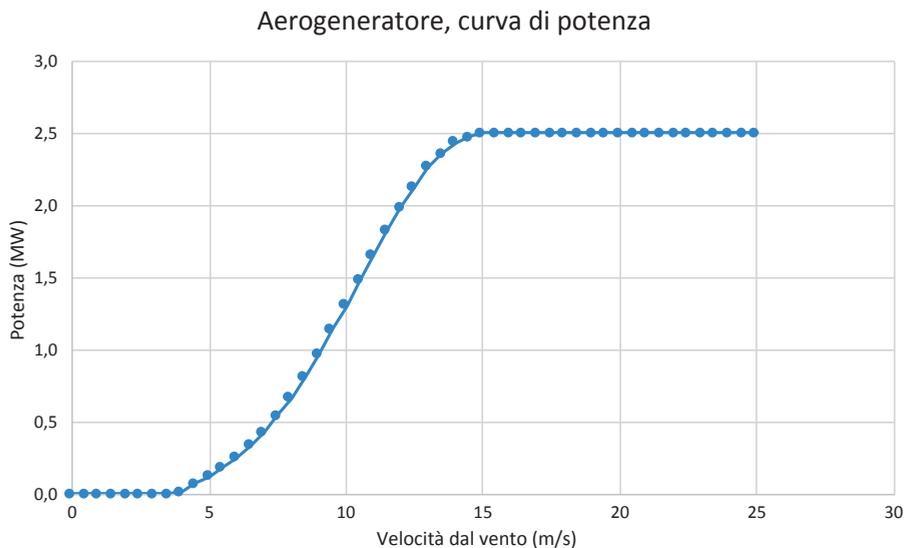


Fig. 3. Profilo verticale della distribuzione della velocità del vento.

sa, causano una progressiva diminuzione della velocità del vento tanto più ci si avvicina al piano di campagna. La Figura 3 mostra alcuni esempi qualitativi di questa variazione, che comunque non è mai lineare, soprattutto nelle prime decine di metri di altezza rispetto al suolo o alla superficie di specchi d'acqua.

#### Curva di potenza

Ogni aerogeneratore, per costruzione, è caratterizzato da una propria curva di potenza, ovvero la relazione che esprime il legame tra la potenza elettrica istantanea prodotta dall'aerogeneratore e la velocità del vento. La Figura 4 mostra, in maniera semplificata ma realistica, il comportamento di un aerogeneratore da 2,5 MW al variare della velocità del vento. Si definisce “potenza nominale” la massima potenza sviluppabile da un aerogeneratore in condizioni di ventosità ottimale, ovvero in corrispondenza della “velocità nominale” del vento. La soglia minima di velocità del vento richiesta per l'avvio della turbina, o velocità di avvio (*cut-in*), è in questo caso (Fig. 4) di circa 4 m/s. La velocità nominale (*rated output speed*), che è definita come la velocità del vento per cui l'aerogeneratore raggiunge la potenza nominale (*rated output power*), è in questo caso pari a 15 m/s. Normalmente, la velocità nominale è una sorta di valore di “soglia” nei confronti della potenza nominale: anche se la velocità del vento cresce oltre la velocità nominale, la potenza erogata dall'aerogeneratore rimane pressoché costante, almeno fino alla velocità critica del vento (*cut-out* o *cut-off speed*), che è la massima velocità del



*Fig. 4. A destra, curva di potenza di un aerogeneratore con potenza nominale di 2,5 MW. In questo caso specifico, la velocità di cut-in è circa 4 m/s, la velocità nominale circa 15 m/s (cui corrisponde la potenza nominale della macchina, pari a 2,5 MW), mentre la velocità di cut-off è pari a 25 m/s.*

vento ammissibile (pari a 25 m/s nell'esempio di Fig. 4). Oltrepassata questa soglia, l'aerogeneratore si mette in sicurezza, deve cioè essere arrestato dal sistema frenante, interrompendo la produzione di elettricità, per evitare eccessive sollecitazioni dinamiche sia alla struttura rotante, sia alla torre, che potrebbero rischiare di danneggiare l'aerogeneratore stesso.

#### *Fattore di capacità (Capacity Factor).*

Il fattore di capacità è il rapporto tra l'energia prodotta da un aerogeneratore in un certo periodo di tempo e l'energia che sarebbe stato possibile produrre se l'aerogeneratore avesse funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale. Il fattore di capacità di norma si esprime prendendo come riferimento temporale l'intervallo di un anno, ovvero 8760 ore. I fattori di capacità degli impianti eolici variano generalmente dal 20% (circa 1750 ore/anno a potenza nominale) al 40% (circa 3500 ore/anno a potenza nominale); in casi eccezionali si può arrivare a valori prossimi al 50% (circa 4400 ore/anno a potenza nominale). Il fattore di capacità medio del parco eolico italiano è pari a poco meno del 20%, corrispondente a circa 1700 ore annue di funzionamento degli impianti alla potenza nominale.

### Mappa eolica

Non è facile valutare la potenzialità eolica reale di un determinato territorio, e ancor più complessa è quella relativa a uno specifico sito. Infatti, come si è accennato sopra, la conformazione e la rugosità della superficie terrestre condiziona la velocità del vento, e la presenza di ostacoli influenza sensibilmente velocità, direzione e distribuzione areale del vento. Per quanto riguarda i rilievi, si osserva che i pendii ripidi creano turbolenze negative per il rendimento del generatore eolico, mentre quelli più gradualmente favoriscono la regolarità del vento. In prima approssimazione, le aree a maggior potenziale produttivo sono quelle in cui la velocità media del vento è maggiore di 5 m/s, possibilmente con andamento costante durante tutto l'anno. Relativamente alle aree *offshore*, come linee guida del tutto generali si ritengono siti ideali quelli caratterizzati da velocità medie del vento maggiori di 7 m/s, e caratterizzati da bassi fondali (profondità < 40 m) possibilmente distanti alcune miglia dalla costa, per mitigare l'impatto visivo.

La costruzione di un impianto presuppone la conoscenza della “mappa eolica” del luogo, indicativa di intensità e direzione dei venti (Fig. 5). Inoltre, come si è già detto, prima di costruire un impianto, si eseguono registrazioni sistematiche e prolungate nel tempo di velocità e traiettorie dei venti.



Fig. 5. Mappa eolica dell'Italia, velocità media del vento a quota  $H = 50$  m sul livello topografico. Elaborazioni RSE consultabili liberamente (<http://atlanteeolico.rse-web.it/>).

## **Parchi eolici (*wind farm*)**

I parchi eolici, detti ormai comunemente *wind farm* o impianti eolici, sono costituiti da insiemi più o meno numerosi di aerogeneratori posizionati in località particolarmente ventose e poco abitate, oppure *offshore*, al largo della costa marina, possibilmente in zone di bassi fondali. Un parco eolico è costituito da un gruppo di aerogeneratori 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. Fondamentalmente, esistono due grandi categorie di parchi eolici: impianti per utenze isolate e impianti per l'allacciamento a reti elettriche esistenti.

Il primo tipo di impianto riguarda la produzione elettrica "di servizio" con piccoli aerogeneratori di potenza di pochi kW (rotore di pochi m di diametro), per fornire energia ad apparati posti in aree isolate, come apparecchiature radio-telefoniche, sensori di monitoraggio ambientale, impianti di segnalazione, *etc.* Questi impianti sono spesso utilizzati insieme a sistemi fotovoltaici, e sono utili anche per alimentare insediamenti isolati o abitazioni non allacciate alla rete di distribuzione. In questo caso, gli impianti sono costituiti da aerogeneratori di piccola taglia (mini-eolico) accoppiati a un sistema di accumulo dell'energia elettrica, con batterie di accumulatori. Il mini-eolico indica gli impianti di potenza installata fino a 50-100 kW, impiegati sia in connessione alla rete elettrica che in applicazioni isolate, con aerogeneratori di altezza da 20 a 30 m. Il mini-eolico ha anche il vantaggio di poter produrre energia con venti di minor intensità, con ridotto livello di rumore e impatto ambientale contenuto. Benché il mini-eolico non sia di particolare interesse nei Paesi dotati di un'estesa rete di trasporto elettrico, tuttavia potrebbe mostrare sviluppi di rilievo nei Paesi meno industrializzati.

Il secondo tipo di impianto, cioè quello allacciato a reti elettriche esistenti, si può ulteriormente distinguere in due tipologie, ovvero impianto connesso alla rete elettrica nazionale (applicazione senza dubbio di maggior interesse), oppure impianto connesso a piccole reti locali. In quest'ultimo caso, si tratta di sistemi sviluppati per portare energia elettrica in aree remote (ad es., piccole isole) e non efficacemente o per nulla connesse con la rete di trasporto nazionale.

Una grande *wind farm* può consistere di alcune decine di aerogeneratori, fino a più di 100, e coprire un'area di parecchi km<sup>2</sup>. Specialmente nelle zone pia-

neggianti o *offshore*, la disposizione e l'interdistanza tra gli aerogeneratori non è scelta in modo casuale, ma è calcolata per evitare interferenze aerodinamiche tra le turbine, che altrimenti ne abbasserebbero il rendimento. Infatti, le turbine a monte rischiano di sottrarre potenza a quelle a valle (perdite di schieramento o di *array*). Come norma del tutto generale, anche se i criteri vanno studiati in dettaglio sito per sito, gli aerogeneratori vengono disposti ad una distanza longitudinale di almeno 5-10 volte il diametro del rotore e a una distanza trasversale di circa 2-3 volte il diametro del rotore in direzione trasversale. Per aerogeneratori di media taglia, con rotore di circa 25 m di diametro, ciò comporta il rispetto di un'interdistanza longitudinale di circa 200 m.

I parchi eolici sono tra le fonti di energia rinnovabile più contestate a livello ambientale, per possibili problemi estetici, acustici ed ecologici. Per le loro dimensioni ingombranti, gli aerogeneratori sono spesso mal tollerati da chi, giustamente a nostro parere, è preoccupato per la tutela della bellezza dei paesaggi naturali (problemi estetici). Si imputa inoltre agli aerogeneratori una eccessiva rumorosità (problemi acustici) e una responsabilità nella distruzione dell'avifauna (problemi ecologici). Fatta salva la necessità di tutelare il valore paesaggistico in zone di particolare pregio, che comunque devono essere identificate (problema non trascurabile in Italia), l'impatto acustico ed ecologico sembrano col tempo essere stati in qualche modo riportati alla loro giusta dimensione.

Riguardo al consumo di territorio, si ricorda che l'area netta occupata dalle fondamenta dai singoli aerogeneratori è relativamente piccola, e quindi le aree tra una turbina e l'altra possono essere destinate all'agricoltura o all'allevamento. Ovviamente, una piccola porzione di territorio sarà necessaria per ospitare permanentemente gli impianti accessori, insieme alla rete di piste carrabili necessaria per la costruzione del sito e per la manutenzione degli aerogeneratori. Anche in questo caso, è piuttosto comune la percezione di un'elevata invasività dei parchi eolici, percezione che è fortemente legata alla sensibilità del particolare vissuto che ciascuno ha interiorizzato rispetto al luogo in cui vive.

## **Parchi eolici *offshore***

Per ovviare a queste obiezioni di elevata invasività e contemporaneamente accrescere la produzione di energia eolica, sta crescendo il numero dei parchi eolici *offshore* (anche se non ancora in Italia).

Questa collocazione riduce l'impatto visivo e il disturbo acustico, anche se sembra che le vibrazioni trasmesse dagli aerogeneratori possano arrecare disturbi alla fauna ittica e ai mammiferi marini. Inoltre, a distanza dalla costa i venti sono in generale più regolari e intensi, poiché non sono disturbati dai rilievi terrestri. I parchi eolici *offshore* possono essere realizzati soltanto in presenza di fondali poco profondi, anche se si inizia a valutare la possibilità di ricorrere a strutture galleggianti mantenute in posizione da cavi ancorati al fondale marino.

In Europa, le *wind farm* più importanti, anche per taglia di potenza installata, ovvero numero e dimensione di aerogeneratori, sono state costruite in siti *offshore*, dove soffiano venti più costanti e a velocità maggiore rispetto ai siti a terra. Tuttavia, va da sé che l'impegno finanziario per la costruzione e la manutenzione dei parchi eolici *offshore* è molto maggiore rispetto a quelli a terra, se non altro per le maggiori difficoltà costruttive, il costo di trasporto del materiale, le modalità di realizzazione delle fondazioni, e i problemi legati alla corrosione ad opera dell'acqua marina sulle strutture. Relativamente alle fondazioni, tecnicamente, la profondità massima oggi raggiungibile è di circa 200 m, ma le *wind farm* attuali sono installate in non più di 20 m di fondale, e a non più di 20 km *offshore*, per ottimizzare i costi. I vantaggi in termini di produttività sono però elevati, poiché sulla superficie marina i venti non trovano ostacoli e soffiano con velocità e costanza maggiori. Il posizionamento *offshore* può anche mitigare i problemi di impatto estetico e acustico.

I parchi eolici *offshore* sembrano un'utile soluzione per i Paesi molto popolati e con territorio costiero già fortemente antropizzato o caratterizzato da particolare pregio ambientale. Alcuni studi mostrano, inoltre, che la costruzione delle strutture di supporto degli aerogeneratori, i vari sistemi di piloni e piattaforme a traliccio per il supporto delle cabine di controllo e la rete di cavi sottomarini potrebbe creare zone di ripopolamento e di biodiversità delle specie ittiche. Gli impianti *offshore* sembrano quindi il vero futuro dell'energia eolica, in relazione al fatto che possono offrire vantaggi in termini sia di minor spreco di territorio, sia di maggior produzione elettrica.

## Recenti sviluppi del settore eolico

A partire dai primi anni 2000 si è verificata una forte crescita della potenza eolica installata e della conseguente produzione di energia elettrica (Fig. 6). Oggi, oltre l'84% della potenza installata nel mondo si trova però in soli dieci Paesi, come mostrato in Figura 7.

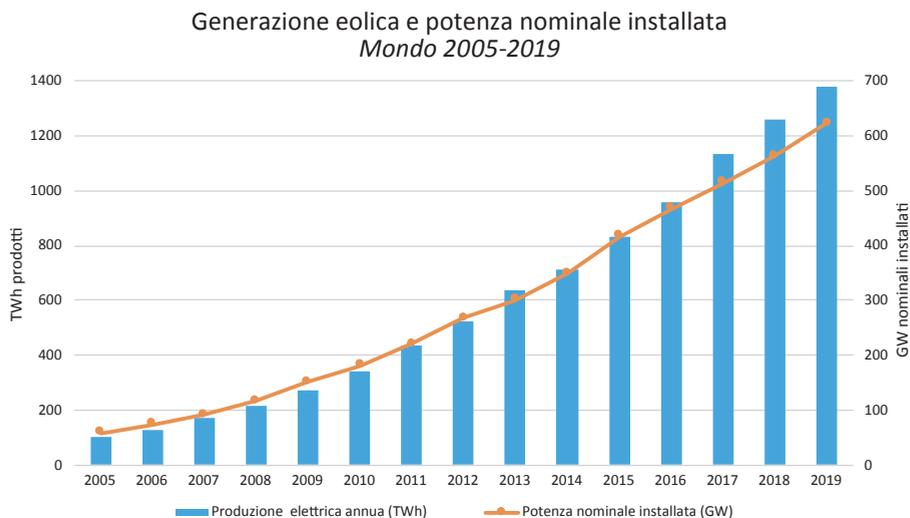


Fig. 6. Crescita della potenza mondiale eolica installata (linea, asse destro, in GW) e della generazione eolica (barra, asse sinistro, in TWh) dall'anno 2005 al 2019. Rielaborazione dati IRENA 2020.

In Italia, le condizioni per la produzione di energia eolica non sono le più favorevoli dal punto di vista dell'intensità e della regolarità del vento, a causa della conformazione del territorio, fortemente caratterizzata dalla presenza di rilievi, anche molto elevati come l'arco alpino, ma non solo. Ciononostante, vi sono alcune aree favorevoli, distribuite lungo il crinale appenninico adriatico e sulle isole maggiori, e potrebbero avere anche grande potenzialità gli impianti *offshore*, che al momento sono però ancora solamente in fase di valutazione economica e/o di accettabilità sociale e del territorio. La grande maggioranza degli impianti si trova in meridione, sede naturale delle aree più ventose d'Italia. Ad oggi nessun progetto è stato ancora realizzato *offshore*: si tratta di un'eccezione quasi unicamente italiana, a motivo delle eccezioni sollevate sia dalle parti sociali, sia dalle Amministrazioni con la necessità di valutare in modo attento le possibili interazioni negative legate alla tutela dell'unicità del paesaggio costiero italiano.

Rispetto al Nord Europa, dove i parchi eolici sono installati in zone di pianura e soprattutto in aree *offshore*, in Italia essi si distendono in corrispondenza dei crinali collinari e montani della catena appenninica. Ciò impone la necessità di attente valutazioni paesaggistiche, ecologiche ed ambientali. Si tratta di valutazione ampie e complesse, che spesso non sono riducibili alla valutazione

Potenza eolica installata, mondo 2019 (GW)

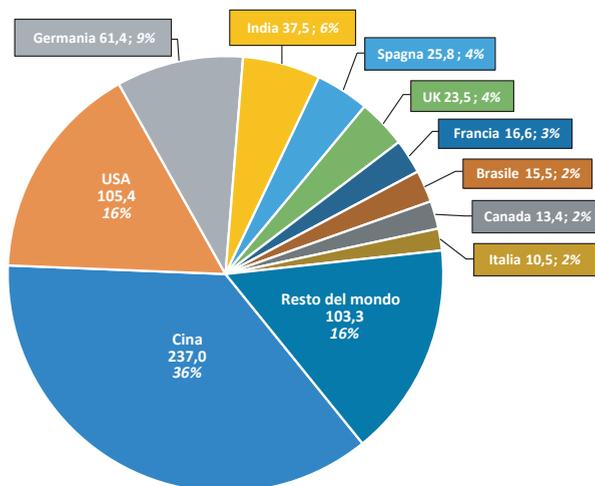


Fig. 7. Settore eolico: potenza nominale installata (GW), e percentuale sul totale della potenza installata mondiale, primi 10 Paesi del mondo. Rielaborazione dati IRENA 2020.

delle singole componenti ambientali (acqua, aria, fauna, flora, suolo, sottosuolo, *etc.*). Diversi Paesi europei ed alcune Regioni italiane si sono dotate di linee guida e normative specifiche per l'inserimento ambientale degli impianti eolici, che considerano anche la valutazione degli impatti visivi, considerati tra i più rilevanti fra quelli causati dagli aerogeneratori, anche a lunga distanza.

L'impatto visivo incide sul complesso di valori associati ai luoghi, derivanti dall'interrelazione fra diversi fattori naturali ed antropici, morfologia, caratteri della vegetazione, struttura del costruito, valenze simboliche dei territori, *etc.* Ad esempio, la costruzione di un impianto eolico in prossimità di un'area archeologica, di un complesso storico o comunque di un luogo caratterizzato da segni storici e riconosciuto come paesaggio unitario, potrebbe modificarne sensibilmente il valore. La specificità di ciascun paesaggio va letta ed interpretata, affinché l'impianto eolico diventi caratteristica positiva del paesaggio e contribuisca al riconoscimento delle sue specificità, instaurando un rapporto percettivo coerente con il contesto.



## CAPITOLO 12

### L'ENERGIA SOLARE

I numeri <sup>1</sup> del solare nel mondo – anno 2019				
Energia primaria	Generazione elettrica	Potenza elettrica installata	Produzione elettrica annua	Produzione elettrica annua, Italia 2019
<b>1,2%</b>	<b>3%</b>	<b>580 GW<sub>e</sub></b>	<b>725 TWh</b>	<b>23,7 TWh</b>

Il Sole è la principale sorgente delle varie forme di energia indispensabili per il sostentamento della società umana. Dal Sole proviene l'energia utilizzata oggi sia sotto forma "rinnovabile", come l'energia idrica, eolica, fotovoltaica, le biomasse, *etc.*, sia sotto forma fossile. Come è noto, infatti, i combustibili fossili derivano da accumuli di ingenti quantità di biomassa, che si è generata in diversi periodi a scala di tempo geologico e si è poi fossilizzata ed è giunta fino ai nostri tempi, conservando gran parte dell'energia solare che è stata necessaria per trasformare molecole di CO<sub>2</sub> in molecole di materia organica.

Il Sole irradia sulla superficie terrestre una quantità enorme di energia, che però è poco concentrata per gli usi tipici della civiltà odierna e non è facile da convertire in energia utile con rendimenti adeguati. L'energia solare può essere convertita direttamente in calore o in energia elettrica, quest'ultima tramite i co-

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati IRENA e BP.

siddetti “sistemi fotovoltaici”. Evidentemente, rendere sempre più economico ed efficiente l’impiego dell’energia solare è uno degli obiettivi principali nel settore della ricerca in ambito energetico.

L’energia solare non è certo una scoperta recente, ma solo nel nuovo millennio ha visto applicazioni industriali di rilievo, per la produzione di energia sia termica, sia elettrica. Senza andare indietro fino alla presunta invenzione degli specchi ustori di Archimede utilizzati durante l’assedio di Siracusa (212 a.C.), pare che il primo collettore solare sia stato inventato nel 1767 dallo scienziato svizzero Horace de Saussure, che escogitò una sorta di “pentola nera” che era in grado di riscaldare l’acqua. Nel 1891, Clarence Kemp brevettò negli USA un “pannello solare” ad uso domestico che produceva acqua calda, e già nel 1935 si realizzò il primo edificio riscaldato con un impianto di pannelli solari termici. Oltre agli usi termici, l’uomo ha recentemente imparato a sfruttare l’energia solare convertendola in energia elettrica. Nel 1839 Edmund Becquerel, che stava sperimentando alcune celle elettrolitiche, osservò che la corrente fra anodo e catodo aumentava con una maggiore esposizione alla luce solare, l’embrione di ciò che è noto oggi come effetto fotoelettrico. Si ricorda che la teoria fisica che chiarisce i meccanismi dell’effetto fotoelettrico, di cui l’effetto fotovoltaico è una sottocategoria, fu elaborata e pubblicata nel 1905 da Albert Einstein, scoperta che gli fruttò il Nobel per la fisica nel 1921.

Nel 1873 l’inglese Willoughby Smith scoprì il fenomeno della fotoconduttività del selenio, e l’americano Charles Fritts realizzò nel 1883 la prima cella al selenio funzionante: il suo rendimento era solo dell’1%, contro il 20% delle celle moderne, per cui a quel tempo si abbandonò l’idea di poterne ricavarne applicazioni di potenza. Solo molto più tardi, nel 1953, Gerald L. Pearson costruì una cella al silicio, che si rivelò subito più efficiente della cella fotovoltaica al selenio. L’anno successivo (25 aprile 1954), insieme a Calvin Souther Fuller e Daryl Muscott Chapin, realizzò una cella fotovoltaica in grado di produrre una corrente elettrica sufficiente ad alimentare una radiotrasmittente, che fu poi brevettata congiuntamente dai tre scienziati nel 1957 col nome di “*Solar energy converting apparatus*”. Negli USA, i laboratori Bell iniziarono subito la produzione delle prime celle fotovoltaiche, indispensabili per le attività nel settore spaziale. La prima di queste applicazioni risale al 1958, utilizzata a bordo del satellite Vanguard I.

Nel 1963 l’azienda giapponese Sharp iniziò la commercializzazione dei primi pannelli fotovoltaici per uso civile. Da allora, la produzione industriale di celle fotovoltaiche si è notevolmente specializzata e i costi di produzione sono diminuiti

ragionevolmente, rendendo la tecnologia sempre più accessibile e diffusa. Oggi sono stati raggiunti rendimenti notevoli delle celle fotovoltaiche, che arrivano fino al 13-15% e oltre, anche se solo in alcune tipologie di celle sperimentali da laboratorio. In questo settore, la ricerca scientifica, il continuo miglioramento e l'ottimizzazione delle tecnologie potranno rendere sempre più competitivo l'utilizzo dell'energia solare nella produzione di energia elettrica.

Nel nucleo del Sole, composto prevalentemente da idrogeno a pressione, temperatura e densità dell'ordine di 50 GPa, 16 MK e 150.000 kg/m<sup>3</sup>, rispettivamente, avvengono reazioni di fusione nucleare che producono un'enorme quantità di energia. Questa in parte si disperde nello spazio interplanetario sotto forma di radiazione elettromagnetica con un ampio spettro di frequenze e lunghezze d'onda, trasportando con sé "energia solare", meglio definita come "radiazione" (energia, misurata in J). L'energia rilasciata nell'unità di tempo sotto forma di onda elettromagnetica è definita "potenza radiante" (misurata in W).

Si definisce "irradianza" il flusso di potenza radiante per unità di superficie (misurata in W/m<sup>2</sup>) e "irraggiamento" (o irradiazione) l'integrale dell'irradianza in un determinato periodo di tempo (misurata in J/m<sup>2</sup> o kWh/m<sup>2</sup>); l'irraggiamento è quindi una misura di un flusso di energia per unità di superficie.

La Terra riceve dal Sole una irradianza pari a 1366 W/m<sup>2</sup>, sotto forma di onde elettromagnetiche nel campo dell'infrarosso, del luminoso e dell'ultravioletto. Questa irradianza è nota come "costante solare", la cui misura è riferita alla superficie superiore dell'atmosfera terrestre e sul piano perpendicolare ai raggi entranti. Nonostante il termine, il valore della costante solare varia durante l'anno, con oscillazioni dell'ordine di  $\pm 3,3\%$  al variare sia della distanza astronomica Terra-Sole, sia della luminosità solare. Il suo valore passa da circa 1410 W/m<sup>2</sup> a gennaio a 1320 W/m<sup>2</sup> a luglio.

La costante solare, flusso di potenza radiante, attraversando l'atmosfera terrestre subisce un'attenuazione, tanto maggiore quanto maggiore è il suo percorso negli strati atmosferici. Quindi, l'irradianza disponibile a livello della superficie terrestre è molto minore: infatti, in contatto con l'atmosfera, la radiazione elettromagnetica è assorbita, diffusa, riflessa e rifratta. Essa è diffusa (diffusione ottica, o *scattering*) dai gas con molecola biatomica, come azoto e ossigeno, che sono i normali componenti atmosferici, ed è assorbita dai gas con molecola triatomica, come ozono, vapor d'acqua e anidride carbonica, presenti in quantità variabile nell'atmosfera. Infine, la radiazione elettromagnetica è anche diffusa e assorbita

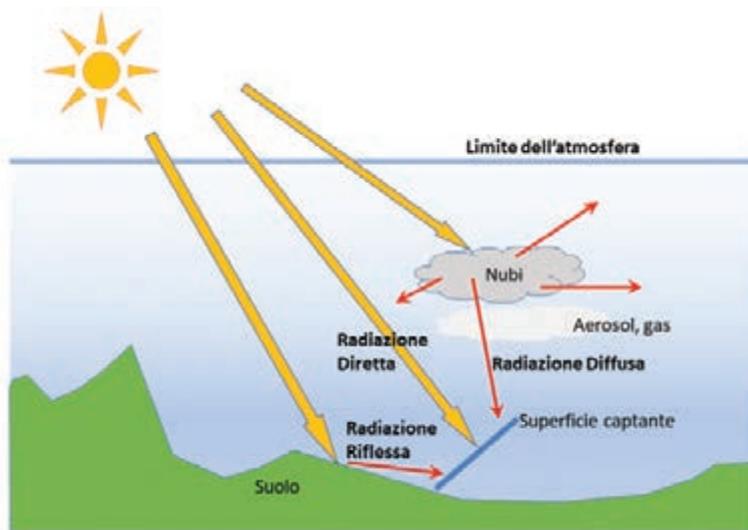


Fig. 1. La radiazione solare che colpisce una superficie piana può essere diretta, diffusa o riflessa.

dagli aerosol presenti nell'atmosfera, ovvero da particelle solide o liquide in sospensione nell'aria, di natura chimica variabile, come sabbie finissime o spume marine trasportate dai venti, ceneri vulcaniche o particolato sottile immesso in atmosfera da processi antropici, tipicamente la combustione. Si stima che circa il 40% della costante solare sia riflessa dagli strati superiori dell'atmosfera (albedo), il 15% circa sia assorbita dall'atmosfera stessa, e quindi al suolo arriva circa la metà del flusso di potenza radiante (radiazione netta).

Relativamente alle applicazioni nel campo dell'energia solare, la radiazione elettromagnetica che colpisce una superficie piana a livello del suolo può essere classificata in radiazione diretta, diffusa o riflessa, come schematizzato in Figura 1.

*Radiazione diretta* ( $I_D$ ): aliquota di energia solare che attraversa l'atmosfera senza essere perturbata; essa è caratterizzata da una direzione precisa, determinata dalla posizione del Sole rispetto alla superficie captante. La posizione relativa del Sole varia nell'arco della giornata a causa del moto di rotazione terrestre intorno al proprio asse, e nell'arco dell'anno per effetto del moto di rivoluzione intorno al Sole.

*Radiazione diffusa* ( $I_S$ , *scattered*): aliquota di energia solare che, colpendo le molecole dell'atmosfera, subisce perturbazioni: essa è attenuata in intensità, cambia lunghezza d'onda e/o di direzione. In una giornata nuvolosa, la radiazione è quasi totalmente

diffusa, mentre in una giornata serena con poca umidità in atmosfera predomina la radiazione diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale. Alcuni dispositivi solari possono funzionare anche in presenza della sola radiazione diffusa.

*Radiazione riflessa* ( $I_R$ , o albedo): aliquota di energia solare incidente riflessa dalla superficie terrestre per effetto dell'albedo. Per i dispositivi captanti non orizzontali occorre considerare anche la radiazione riflessa dal suolo e da eventuali superfici circostanti che vedono la superficie; essa è influenzata dalle condizioni del terreno circostante (innervato, coltivato, aree vicine al mare, *etc.*)

Ovviamente, per una superficie captante posta sul terreno, vale la relazione:

$$\text{Irradianza totale } I_T = I_D + I_S + I_R.$$

Nelle normative di riferimento e nella pratica impiantistica del settore solare, il valore massimo dell'irradianza disponibile istantaneamente al suolo si assume pari a circa  $1 \text{ kW/m}^2$  (irradianza al suolo in condizioni di cielo sereno e posizione del Sole a mezzogiorno); si tratta della potenza equivalente di dieci vecchie lampadine a incandescenza da 100 W concentrata su  $1 \text{ m}^2$  di superficie. Alle latitudini italiane il valore massimo dell'irradianza solare totale orizzontale sfiora  $1 \text{ kW/m}^2$  verso il mezzogiorno di una bella giornata estiva. Intorno agli equinozi di marzo e settembre, raramente supera i  $0,75 \text{ kW/m}^2$ , mentre in una giornata serena invernale non raggiunge i  $0,40 \text{ kW/m}^2$ . Queste differenze sono dovute principalmente alla diversa inclinazione dei raggi solari rispetto al terreno, da cui dipende sia la massa d'aria attraversata<sup>2</sup>, sia la componente verticale della radia-

---

<sup>2</sup> La radiazione elettromagnetica del Sole, attraversando l'atmosfera terrestre, è assorbita, diffusa e riflessa in vario modo da nubi, polveri, molecole di vapore acqueo e altri gas, *etc.* Per tener conto di questi fenomeni sulla composizione dello spettro solare, determinati anche dallo spessore e dalla composizione dell'atmosfera, si utilizza l'indice o coefficiente di massa d'aria, definito come il rapporto tra la massa di atmosfera attraversata dalla radiazione elettromagnetica solare e la massa che sarebbe attraversata, a livello del mare, quando il sole si trova allo zenit. Normalmente, tale coefficiente è espresso con la sigla AM (*Air Mass*) seguita da un numero. A livello del mare, in prima approssimazione (per angoli zenitali compresi tra 0 e 70°), si ha:  $AM = 1/\cos \theta$ , dove  $\theta$  è l'angolo tra Sole e Terra misurato dallo zenit. Quindi, AM0 indica lo spettro solare fuori dall'atmosfera terrestre, AM1 è la condizione all'equatore, mentre AM1.5 corrisponde ad un angolo zenitale pari a 48,2° (0,841 rad).

zione diretta. Si ricorda inoltre che in inverno, a causa della minor durata delle giornate e della riduzione dell'irradianza massima, l'energia che arriva al suolo è circa il 20% di quella che si ha in estate: ciò spiega la differenza fra le stagioni.

La radiazione elettromagnetica solare è la fonte energetica più abbondante e pulita disponibile sulla Terra. A questo proposito, si ricordano alcuni numeri significativi: 1) La potenza solare incidente con continuità sulla Terra è di circa 175 PW (Peta Watt), stima che tiene conto dell'area della sezione incidente e della superficie sferica del pianeta. L'energia che raggiunge la Terra in poco meno di 1 ora è quindi pari al fabbisogno energetico annuo mondiale. 2) L'irradianza solare è dell'ordine di alcune centinaia di  $W/m^2$  e raggiunge valori massimi intorno a  $1000 W/m^2$ . 3) L'irraggiamento solare giornaliero sulla Terra è molto variabile, passando da 0 fino a 10-12  $kWh/m^2$  al giorno sull'orizzontale.

Nella pratica impiantistica del settore solare, le grandezze e i valori di riferimento non sono quelli dell'irradianza, bensì quelli dell'irraggiamento che, si ricorda, è una misura di un flusso di energia per unità di superficie.

Nell'Italia centrale si misura un valor medio di irraggiamento orizzontale al suolo pari a 1600  $kWh/m^2$  all'anno. Spostandosi verso nord questo valore diminuisce; in Pianura Padana si hanno mediamente valori di 1300  $kWh/m^2$  all'anno, mentre al sud si misurano valori fino a oltre 2000  $kWh/m^2$  all'anno nella Sicilia Sud-orientale. Il valore dell'irraggiamento può crescere del 15-20% inclinando opportunamente la superficie captante di 30-40° rispetto all'orizzontale e orientandola verso sud.

Oggi sono utilizzate essenzialmente tre tecnologie per trasformare l'energia solare in energia utile:

- Il pannello solare termico, dispositivo che converte l'energia della radiazione solare in calore (energia termica), riscaldando un fluido poi trasferito a uno scambiatore di calore e utilizzato per produrre acqua calda a bassa temperatura per usi sanitari, domestici o di processo.
- Il pannello solare fotovoltaico, dispositivo che sfrutta le proprietà di elementi semiconduttori sollecitati da una radiazione elettromagnetica per produrre energia elettrica.
- Il solare a concentrazione, o solare "termodinamico", che permette di convertire la radiazione solare in energia termica sfruttando una serie di specchi che

concentrano la radiazione solare su tubi o recipienti di dimensioni contenute di norma riempite di sali fusibili. Queste tecnologie sono in grado di produrre fluidi a temperature tra 400°C e 600°C, poi utilizzati per produrre vapor d'acqua ad alta temperatura per la generazione elettrica con un ciclo termodinamico (di solito un ciclo binario tipo Rankine) e un gruppo turbina a vapore e alternatore. Questa tecnologia oggi rappresenta solo una piccolissima frazione dell'energia elettrica generata dal solare. Nel mondo si sta passando da una fase di sperimentazione ad una di pre-commercializzazione, mentre in Italia sono stati realizzati solo alcuni prototipi di piccole dimensioni, anche per la mancanza di autorizzazioni e l'opposizione di numerosi comitati locali.

## **Pannelli solari termici**

I pannelli solari termici raccolgono l'energia solare per la produzione di acqua calda a circa 60-70°C, e sono usati in sostituzione delle tradizionali caldaie alimentate da combustibili fossili. L'acqua calda può essere utilizzata sia per usi domestici (riscaldamento, acqua sanitaria, *etc.*), sia per usi industriali, e deve essere opportunamente accumulata in piccoli serbatoi per garantire la continuità della fornitura anche nelle giornate meno assolate. Oggi si utilizzano due tipologie di pannelli solari termici: i pannelli a circolazione naturale e quelli a circolazione forzata.

I pannelli solari termici a circolazione naturale offrono la possibilità di produrre acqua calda sanitaria per uso domestico in modo semplice e relativamente economico. I pannelli solari termici più diffusi sono quelli di forma piana ricoperta da un vetro, relativamente piccoli, con area della superficie tra 2 e 4 m<sup>2</sup> ciascuno, e si possono quindi installare su tetti e terrazze, richiedendo poca manutenzione. Il principio di funzionamento è semplice: quando l'acqua contenuta all'interno del pannello si scalda, diminuisce di densità e si muove spontaneamente verso il serbatoio d'accumulo (Fig. 2). L'acqua calda si può utilizzare direttamente (impianti a circuito aperto) oppure può solo circolare tra i pannelli e un serbatoio di accumulo (impianti a circuito chiuso). Negli impianti a circuito chiuso, il serbatoio d'accumulo incorpora uno scambiatore di calore interno, per trasferire il calore accumulato dal fluido circolante nei pannelli all'acqua contenuta nel serbatoio, che è poi distribuita all'utenza finale. La maggior parte degli impianti moderni sono a circuito chiuso. Il vantaggio principale è che è possibile utilizzare all'interno dei pannelli degli appositi fluidi anticorrosivi e antigelo. I pannelli

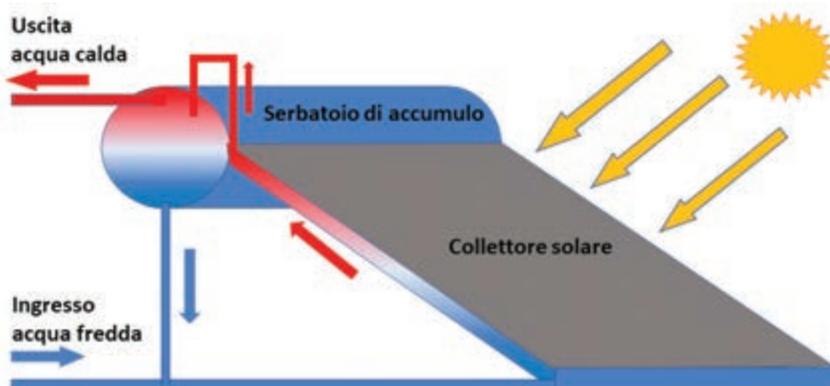


Fig. 2. Schema funzionale di un pannello solare termico a circolazione naturale.

a circolazione naturale hanno buoni rendimenti in quasi tutti i climi, tranne in quelli particolarmente rigidi. In questi casi sono preferibili i sistemi a circolazione forzata, molto diffusi nei paesi del Nord Europa.

I pannelli solari termici a circolazione forzata utilizzano invece una pompa che fa circolare il fluido all'interno dello scambiatore e del pannello, quando la temperatura del fluido nel pannello è più alta di quella nel serbatoio di accumulo, che, di norma, si trova a quota più bassa rispetto ai pannelli; infatti, quasi sempre è collocato all'interno dell'edificio stesso. I sistemi a circolazione forzata richiedono una maggior manutenzione delle apparecchiature (pompe, sensori di temperatura, valvole, centraline di controllo, *etc.*), ma hanno il grande vantaggio di consentire il posizionamento del serbatoio di accumulo, anche di grandi dimensioni, in qualsiasi posizione, e non necessariamente sulla copertura dell'edificio, dove i problemi statici ne potrebbero rendere difficile l'installazione (Fig. 3).

Infine, i pannelli solari termici detti "collettori a tubi sottovuoto" sono composti da serie parallele di tubi di vetro. Ogni tubo contiene al proprio interno un altro tubicino, disposto concentricamente e trattato con vernice selettiva di colore scuro, per la cattura della radiazione solare. Tra i due tubi è realizzato un vuoto parziale, che agisce da isolante termico, come in un vaso di Dewar, e consente di limitare la dispersione di calore. I collettori a tubi sottovuoto captano, oltre alla radiazione solare diretta, anche quella diffusa, e hanno un rendimento in media superiore del 15-20% rispetto ai pannelli piani più efficienti; essi hanno inoltre il vantaggio di mantenere buone prestazioni anche in condizioni di scarsa insolazione e temperature inferiori a 0°C.

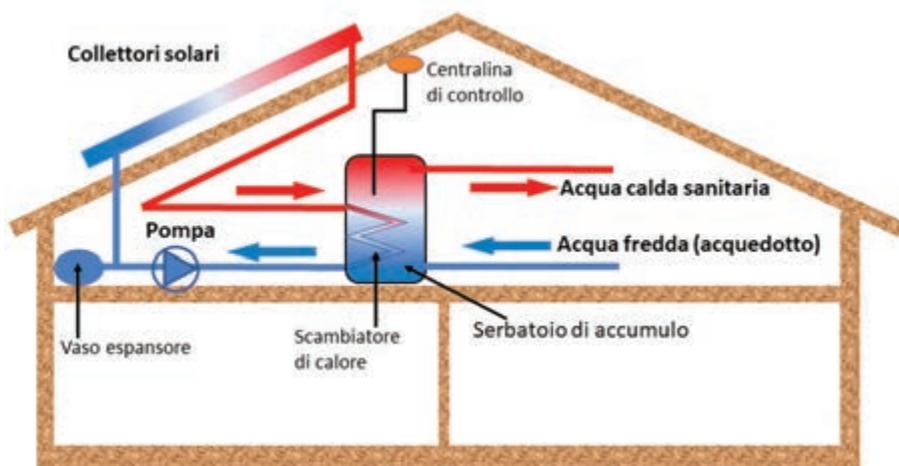


Fig. 3. Schema semplificato di impianto con pannelli solari termici a circolazione forzata: si noti la presenza di pompe, sensori di temperatura, valvole, centralina di controllo, etc.

I pannelli solari termici sono installati in posizione fissa e, per quanto possibile, sono orientati verso sud. Il numero e la superficie dei pannelli solari termici sono fissati non solo dalle esigenze dell'utenza, ma anche dal clima locale. Un pannello solare termico ordinario di  $1 \text{ m}^2$  di superficie può scaldare da 50 a 150 litri di acqua al giorno a una temperatura di  $45\text{-}60^\circ\text{C}$ . L'acqua sanitaria riscaldata è poi accumulata in serbatoi coibentati di volume adeguato ai fabbisogni, per garantire un'autonomia domestica anche di molte ore.

## Pannelli solari fotovoltaici

Il solare fotovoltaico è una tecnologia che consente di trasformare direttamente la potenza radiante solare in energia elettrica, sfruttando l'effetto fotovoltaico che si crea all'interno di una cosiddetta "cella fotovoltaica". Tale tecnologia si basa sulle proprietà possedute da alcuni materiali semiconduttori (come il silicio monocristallino o quello policristallino) che, dopo essere stati opportunamente trattati, generano energia elettrica se esposti alla radiazione solare.

Attualmente, le tipologie di celle fotovoltaiche più utilizzate sono quelle di silicio cristallino e quelle a "film sottili". Quelle di silicio cristallino sono formate da una superficie piana di silicio monocristallino o policristallino dello spessore di

circa 100-200  $\mu\text{m}$ . Le celle a film sottile hanno invece uno spessore dell'ordine di 1  $\mu\text{m}$ . I materiali più impiegati per le celle a film sottile sono il silicio amorfo, le leghe di tellurio e cadmio, oppure di rame, indio, gallio e selenio.

Oggi l'efficienza di conversione commerciale di questi sistemi è dell'ordine del 15-20% (celle in silicio mono e policristallino), mentre non raggiunge il 12% per i sistemi a film sottile. Ovviamente, a parità di potenza installata, al diminuire dell'efficienza (rendimento), cresce l'area della superficie necessaria per ospitare l'impianto. Come ordine di grandezza, per generare una potenza di picco di 1kW occorrono 5  $\text{m}^2$  di celle di silicio monocristallino, 7  $\text{m}^2$  di celle di silicio policristallino e 12  $\text{m}^2$  di celle in film sottile.

Nettamente inferiore è il rendimento delle celle in silicio amorfo, che si attesta a valori dell'ordine del 7-8%, mentre in quelle in CdTe (tellururo di cadmio) supera di poco il 10%. In alcuni sistemi sperimentali di laboratorio l'efficienza può arrivare fino al 32,5%. Alcuni prodotti commerciali più efficienti, con celle a giunzione multipla, costituite da strati sovrapposti di materiali in grado di utilizzare le varie parti dello spettro solare, o disponendo le giunzioni elettriche solo sul retro della cella (*backcontact*) sembra che possano raggiungere il 40% di efficienza.

La cella fotovoltaica è il dispositivo più elementare capace di convertire la radiazione solare in energia elettrica. Di norma, ogni cella produce circa 1,5 W di potenza in corrente continua, di per sé insufficiente per qualsiasi utilizzo. Per questo motivo, occorre collegare più celle e incapsularle in una struttura, il cosiddetto "modulo fotovoltaico". Il modulo fotovoltaico tradizionale è formato da 36 celle, con una potenza in uscita di circa 50 W. Attualmente si trovano in commercio anche moduli con un numero maggiore di celle, che erogano una potenza in uscita maggiore, fino ad oltre 200 W per modulo. Per aumentare ulteriormente la potenza elettrica è necessario collegare più moduli tra loro, formando il "pannello". Più pannelli o moduli, collegati in serie e/o in parallelo, costituiscono l'impianto fotovoltaico vero e proprio. La potenza dell'impianto fotovoltaico è quindi funzione del numero di pannelli, e conseguentemente della superficie disponibile.

Oggi esistono singoli impianti che hanno una potenza installata dell'ordine di migliaia di kW, impianti che ovviamente occupano superfici di territorio molto ampie. A valle dei moduli fotovoltaici è necessario un sistema ad *inverter*, che trasforma la corrente elettrica continua generata dai moduli, in corrente elettrica alternata, che è utilizzabile in loco o, se prodotta in quantità maggiore dei fabbisogni locali, può essere immessa nella rete di distribuzione elettrica.

La massima potenza in uscita da un impianto fotovoltaico in condizioni standard è detta “potenza di picco” ( $W_p$ ), e misura la potenza erogata da un sistema colpito con un’irradianza di  $1 \text{ kW/m}^2$ , temperatura dei moduli di  $25^\circ\text{C}$  e Sole a  $0,841$  rad dallo zenit (coefficiente di massa d’aria AM1.5). In realtà, la potenza elettrica in uscita è minore del valore di picco a causa della maggior temperatura dei moduli e della minor irradianza. Per questo motivo, è preferibile installare i moduli in modo che siano il più possibile ventilati.

I pannelli solari fotovoltaici non hanno parti mobili (se non quelli dotati di sistemi “a inseguimento solare”, orientabili automaticamente su uno o due assi), e necessitano di poca manutenzione, se non la pulizia periodica. La durata operativa dei moduli fotovoltaici è stimata in circa 25 anni. Il costo dei pannelli è diminuito sensibilmente negli ultimi anni, ed è dell’ordine di  $1 \text{ Euro}/W_p$  o anche inferiore, cui vanno però aggiunti i costi di installazione, progetto, manutenzione, accessori, *etc.* Per le utenze domestiche i costi sono compresi tra 2000 e 3500 Euro/ $kW_p$ . Questi sistemi hanno avuto una giustificazione economica grazie agli incentivi pubblici all’installazione di impianti fotovoltaici, che prevedono anche la possibilità di poter cedere l’energia prodotta in casa, e non utilizzata, al gestore della rete di trasmissione a prezzi agevolati.

L’ovvio problema dei pannelli fotovoltaici è la discontinuità della generazione dell’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 motivo, la fonte solare, al pari dell’eolico è definita “intermittente e non programmabile”. Fortunatamente, la produzione fotovoltaica è maggiore proprio nei momenti di maggior richiesta, di giorno, e nella stagione estiva, durante la quale essa può aiutare a fronteggiare l’aumento di consumi dovuto agli impianti di condizionamento. Inoltre, l’eccesso di produzione elettrica rispetto alla domanda locale può essere immesso in rete, e da qui potrebbe essere utilizzata da impianti idroelettrici a pompaggio, per caricare accumulatori, o per sistemi di accumulo più futuristici, come la produzione di idrogeno per elettrolisi dell’acqua, *etc.*

## **Impianti fotovoltaici**

Il termine “impianto fotovoltaico” indica un complesso di dispositivi elettronici, elettrici ed eventualmente meccanici (impianti a inseguimento solare) in grado

di trasformare l'energia della radiazione solare in energia elettrica, rendendola immediatamente disponibile all'utenza finale. Esistono due tipi di impianti fotovoltaici: con accumulo e 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 è però limitata e molto costosa. Si distinguono poi altre tipologie: gli "impianti isolati", gli "impianti collegati" alla rete elettrica e gli "impianti integrati" negli edifici.

Gli impianti isolati (*off-grid*) sono sistemi locali non collegati alla rete di distribuzione elettrica, e alimentano direttamente solo piccole apparecchiature dedicate. Normalmente dispongono di sistemi di accumulo, che garantisce la fornitura di energia anche nelle ore notturne o di minor insolazione. Questi impianti sono utilizzati nei casi in cui le apparecchiature non possono essere collegate alla rete, perché assente o lontana. In Italia sono stati realizzati svariati impianti fotovoltaici dedicati ad aree rurali e montane, soprattutto al Sud, nelle isole e sull'arco alpino. Le applicazioni più diffuse servono utenze domestiche, piccoli impianti per il pompaggio di acqua a scopi civili o agricoli, ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici, sismici, *etc.*), apparecchiature telefoniche, sistemi di illuminazione, segnaletica stradale, di porti e aeroporti.

Gli impianti collegati (*grid connected*) sono invece stabilmente connessi alla rete di distribuzione elettrica. Nelle ore in cui l'impianto fotovoltaico (ad es. di tipo domestico) non riesce a produrre la quantità di energia elettrica locale (ad es., i consumi domestici istantanei), allora la rete di distribuzione fornisce l'energia elettrica addizionale richiesta dalle utenze, generata con sistemi tradizionali (combustibili fossili e nucleare). Viceversa, se l'impianto fotovoltaico produce energia elettrica in esubero rispetto alla richiesta locale, il disavanzo è trasferito e venduto alla rete. Tali sistemi non sono di norma dotati di sistemi di accumulo, anche se si prevede che tale pratica si diffonderà sempre di più in futuro (Fig. 4).

Gli impianti fotovoltaici sono "modulari", e quindi molto versatili riguardo alla potenza installabile: esistono grandi impianti, con oltre 100 MW<sub>p</sub> installati, anche se normalmente sono molto più comuni i piccoli sistemi distribuiti sul territorio, con potenza non superiore a 20 kW<sub>p</sub> e anche meno, fino ad arrivare agli impianti domestici, con potenze installate tra 1,5 e 3 kW<sub>p</sub>.

Gli impianti domestici sono di norma installati sui tetti o sulle coperture degli edifici, più raramente su facciate appositamente progettate: gli impianti integrati negli



## Impatto degli impianti fotovoltaici

Nella fase di produzione dei pannelli fotovoltaici, l'impatto è assimilabile a quello di una produzione di materiali industriali nel cui ciclo produttivo è necessario utilizzare alcune sostanze tossiche. La produzione dei pannelli prevede l'uso di sostanze come triclorosilano, fosforo ossicloridrico, acido cloridrico, silano, fosfina, diborano, seleniuro di idrogeno e cadmio. Inoltre, a fine vita utile (circa 25 anni) i pannelli rischiano di trasformarsi in rifiuti speciali composti da numerosi elementi e sostanze tossiche. A questo proposito si ricordano elementi come rame, piombo, gallio, selenio, indio, cadmio, tellurio, molto preziosi perché presenti in quantità molto scarse nella crosta terrestre, ma anche materiali come vetro, alluminio, materiali plastici, guarnizioni, resine epossidiche, polivinilfluoruro (usato come barriera ai raggi UV per incrementarne la resistenza all'invecchiamento atmosferico), *etc.*

Il riciclaggio dei pannelli solari è quindi d'obbligo, anche se il recupero dei materiali e la separazione dei metalli non è un processo facile. Gli impianti solari di vecchia generazione, che sono circa la metà di quelli installati oggi in Italia, presentano inconvenienti dovuti all'utilizzo di materiali di scarsa qualità, problemi alle cabine *inverter*, *etc.* Questi difetti, oltre a portare a perdite anche del 20-30% di produzione elettrica complessiva, può comportare costosi interventi manutentivi. È quindi auspicabile che nei prossimi anni si sviluppino attività di manutenzione, riciclaggio e riciclo dedicate ai pannelli fotovoltaici.

Gli impatti degli impianti fotovoltaici possono essere significativi soprattutto per il consumo di suolo e di paesaggio, in particolare presso gli agro-ecosistemi o le unità di paesaggio più sensibili. La tutela del paesaggio deve essere garantita con una localizzazione corretta e con l'integrazione percettiva degli impianti rispetto al contesto. Per limitare l'occupazione del suolo, la collocazione degli impianti dovrebbe essere limitata alle aree marginali, ad es., terreni improduttivi interclusi negli insediamenti industriali, tetti di capannoni, pensiline o altri edifici con architetture non tutelate, *etc.* Occorrerebbe limitare l'uso dei pannelli fotovoltaici presso i beni storici, architettonici o presso gli habitat naturali più sensibili.

Un impianto è architettonicamente integrato se i moduli fotovoltaici diventano elementi strutturali coerenti con il resto dell'edificio (ad es., tetti, facciate, finestre di edifici moderni) trasformando i pannelli fotovoltaici da elementi estranei a parte integrante degli edifici.

L'area della superficie di territorio totale necessario per avere la potenza di 1 MW varia fra 1 e 7 ettari, in funzione della latitudine, esposizione ed efficienza

degli impianti. Ad es., un tipico impianto situato in sud Italia, e dimensionato con una potenza di 10 MW, occupa una superficie di circa 25 ettari. Per valutare la superficie necessaria di un parco fotovoltaico a terra bisogna sommare l'area del terreno effettivamente coperto con i pannelli, gli spazi interclusi tra i pannelli, le strade di servizio, le recinzioni e gli edifici accessori. Solo il 35% circa dell'area occupata da un parco fotovoltaico è effettivamente coperto dai moduli. Un impianto da 10 MW prevede, infatti, anche l'installazione di una decina di cabine di servizio, contenenti inverter e trasformatori, di una cabina elettrica di ricezione, di un locale ufficio, la costruzione di canalette tombini per cavi e i cancelli d'ingresso. Naturalmente, tutte queste strutture possono essere rimosse al momento della dismissione dell'impianto.

## Recenti sviluppi del settore fotovoltaico

Negli ultimi anni si è registrata una forte crescita della potenza fotovoltaica installata e della produzione di energia elettrica da questa fonte rinnovabile. Alla fine del 2016, la capacità fotovoltaica complessiva mondiale di impianti collegati in rete (*grid connected*) ha raggiunto la quota di 580 GW<sub>p</sub>, e fornisce un contributo pari a circa il 3% del consumo elettrico mondiale. Si stima, inoltre, che esistano almeno un'altra decina di GW<sub>p</sub> di impianti *off-grid* (Fig. 5).

La crescita mondiale del settore fotovoltaico è molto dinamica, e varia fortemente da Paese a Paese. Come per altre fonti rinnovabili, questa tecnologia è concentrata in pochi paesi del mondo, non necessariamente i più assolati, ma i più ricchi: Infatti, la potenza di picco installata nei primi 10 Paesi, presi in ordine di importanza (*top ten*), supera il 60% della potenza di picco installata a livello mondiale (Fig. 6). In questo panorama, nel 2019 l'Italia si è posizionata al 6° posto per potenza installata, dopo Cina, USA, Giappone, Germania e India. Nell'analizzare e confrontare i dati occorre però tener presente anche l'estensione dei vari Stati: è significativo che un Paese relativamente piccolo come l'Italia sia nel novero di paesi enormi come la Cina o gli USA (si tenga presente che il fabbisogno energetico annuo dell'Italia è meno del 1,1% dell'energia primaria totale consumata al mondo).

Fino al 2014 l'Europa ha sempre svolto il ruolo di pioniere nel campo del fotovoltaico, e delle rinnovabili in generale, detenendo fino a quella data il primato della maggior potenza installata: nel 2015 c'è stato il sorpasso, e la Cina da sola ha una quota di potenza installata superiore a quella di tutta Europa. Fino a pochi

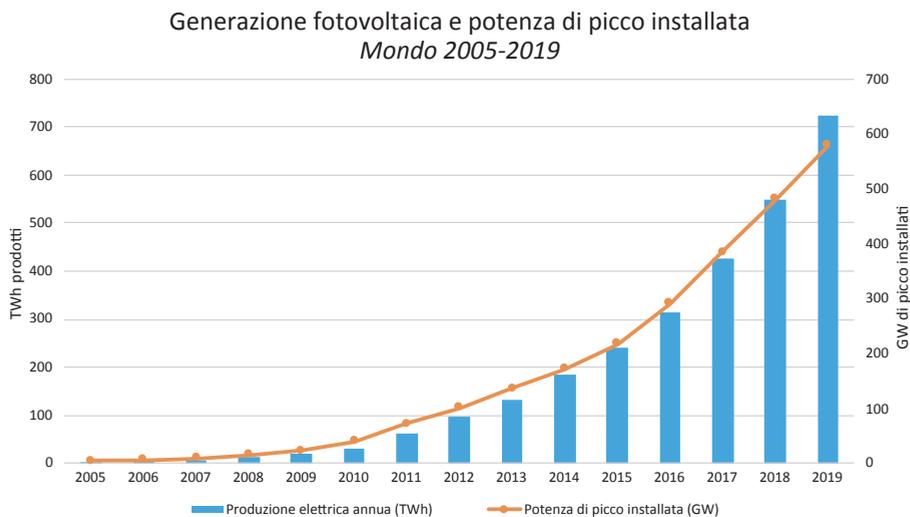


Fig. 5. Crescita mondiale della potenza fotovoltaica installata (linea, asse destro, in GW) e della generazione fotovoltaica (barre, asse sinistro, in TWh) dall'anno 2005 al 2019. Rielaborazione dati IRENA 2020.

**Potenza fotovoltaica installata, mondo 2019 (GW)**

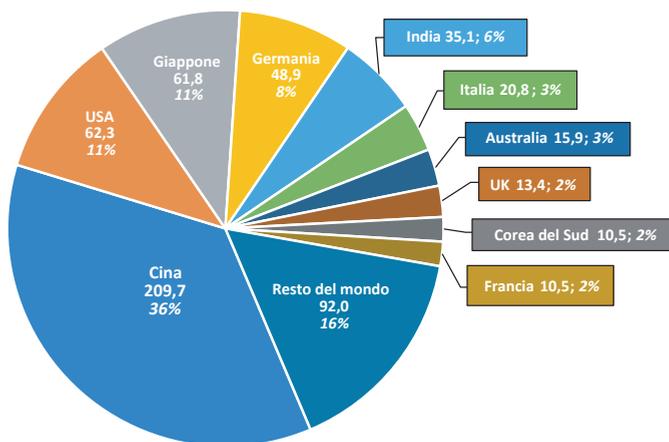


Fig. 6. Settore fotovoltaico: potenza di picco installata (GW), e percentuale sul totale mondiale, primi 10 Paesi. Rielaborazione dati IRENA 2020.

anni fa si riteneva che l'Europa continuasse ancora per molti anni a svolgere il suo ruolo di leader nel settore fotovoltaico, ma così non è stato.

Il settore della produzione fotovoltaica in Italia si è sviluppato essenzialmente

negli ultimi dieci anni. A partire dal 2007, anno in cui si è registrato un deciso incremento del settore (grazie soprattutto agli incentivi pubblici del cosiddetto “conto energia”), la crescita è stata molto forte fino agli inizi del 2014, anno in cui gli incentivi sono stati ridotti.

Alla fine del 2019 in Italia erano installati poco più di 880.000 impianti fotovoltaici, che cumulativamente portano a una potenza di picco complessiva pari a 20.865 MW. Di questi, il 92% è costituito da impianti di piccola taglia, con potenza di picco installata inferiore o uguale a 20 kW, e contribuiscono solo al 21% della potenza totale installata in Italia. Solo 197 impianti hanno una taglia superiore a 5 MW. Nell'anno solare 2019 in Italia si sono prodotti complessivamente 23,69 TWh di energia elettrica; il fattore di capacità complessivo del settore fotovoltaico in Italia risulta quindi pari a poco meno del 13%. La distribuzione geografica di tali impianti è piuttosto disomogenea, e non segue il fattore geografico, che vorrebbe un numero maggiore di impianti installati nelle regioni meridionali (Fig. 7). Infatti, “la potenza complessivamente installata in Italia a fine 2019 si concentra per il 44,4% nelle regioni settentrionali del Paese, per il 37,4% in quelle meridionali, per restante il 18,2% in quelle centrali. La Puglia fornisce il contributo maggiore al totale nazionale (13,5%), seguita dalla Lombardia (11,5%) e dall'Emilia-Romagna (10,1%). (Fonte dati: Solare fotovoltaico - Rapporto statistico, GSE 2020).



Fig. 7. Mappa italiana della radiazione solare nel 2018 (a sinistra) e nel 2019 (a destra). La radiazione solare al suolo cumulata del 2019 è più elevata di quella osservata nel 2018. (Fonte: Solare fotovoltaico, GSE 2020; Elaborazione a cura di RSE su dati EUMETSAT, <http://sunrise.rse-web.it/>).



## CAPITOLO 13

### LE BIOENERGIE

**I numeri<sup>1</sup> delle bioenergie nel mondo e in Italia – anno 2018**

Produzione bioetanolo mondo <sup>2</sup>	Produzione biodiesel mondo <sup>3</sup>	Produzione biogas Italia <sup>4</sup>	Produzione elettrica da biogas, Italia <sup>4</sup>	Produzione elettrica da biomasse totali, Italia <sup>4</sup>
<b>130 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup></b>	<b>40 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup></b>	<b>2,5 Gm<sup>3</sup></b>	<b>9 TWh 1,5 Mtep</b>	<b>20 TWh 3,4 Mtep</b>

Il termine “bioenergie” indica l’energia che può essere prodotta dalle più svariate tipologie di biomassa, ovvero materiali di origine biologica. Dal punto di vista energetico, la biomassa che può essere utilizzata per produrre energia comprende ogni possibile tipo di materiale biologico utilizzabile direttamente come combustibile, oppure suscettibile di essere trasformato in combustibili liquidi, gassosi o solidi. Le biomasse sono una sofisticata forma di accumulo dell’energia solare poiché, come è ben noto, sono prodotte nel processo fotosintetico, che avviene esclusivamente nella biologia del mondo dei vegetali che

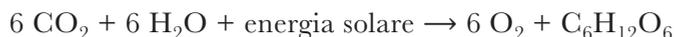
<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati IRENA e BP.

<sup>2</sup> Di cui USA 50%, Brasile 25%, Cina 7%.

<sup>3</sup> Di cui Europa (EU 28) 34%, USA 20%, Brasile 14%.

<sup>4</sup> Dati stimati da Rapporto Rinnovabili GSE 2018 e rielaborazione dati Unione Energie per la Mobilità 2020.

contengono clorofilla, base della vita sulla Terra. Gli organismi vegetali, tramite la fotosintesi clorofilliana, sono in grado di combinare le molecole di acqua del suolo e di CO<sub>2</sub> dell'atmosfera, trasformandole in molecole organiche complesse, tramite l'utilizzo di energia solare sotto forma di fotoni. La reazione fotosintetica è molto complessa, ma può essere schematizzata come segue:



Il prodotto di questa reazione è il glucosio, il mattone elementare della materia vivente, e come sottoprodotto della reazione si liberano 6 molecole di ossigeno gassoso. In seguito, le molecole organiche sono trasformate in altre molecole più complesse, come ad es., amidi, cellulosa, lignina, proteine, grassi, *etc.*

I legami chimici di queste sostanze immagazzinano l'energia solare che ha attivato la fotosintesi, fissando complessivamente circa 200 Gt/anno di C atmosferico (rilasciato poi a ciclo chiuso), di cui circa metà sulle masse continentali e metà negli oceani, con un contenuto energetico dell'ordine di 25 GTOE, quasi 1,5 volte il fabbisogno energetico mondiale annuo. L'utilizzo delle biomasse come fonte energetica (in generale, si parla quindi di bioenergie) prevede di rompere i legami chimici della materia organica, tramite processi termochimici (combustione) o biochimici (vedi sotto), trasformandola nuovamente in CO<sub>2</sub> e liberando energia.

Durante la combustione delle biomasse, il carbonio si ricombina con l'ossigeno dell'aria, producendo CO<sub>2</sub>, acqua e calore. La CO<sub>2</sub> torna nell'atmosfera ed è nuovamente disponibile per il processo fotosintetico, per produrre nuove biomasse. Le biomasse, dunque, sono una risorsa rinnovabile (o meglio, "rigenerabile"), anche se nel ciclo di produzione e riconversione in energia ci possono essere degli "sfasamenti" temporali non trascurabili. Con la combustione delle biomasse, la CO<sub>2</sub> in esse accumulata è quasi istantaneamente reimpressa in atmosfera: nel caso di biomasse forestali, magari d'alto fusto, che hanno accumulato CO<sub>2</sub> per decine o centinaia di anni, e poi sono abbattute per essere bruciate, l'immissione di CO<sub>2</sub> causa comunque squilibri, certamente riassorbibili, ma nei tempi impiegati dalle foreste per ricrescere. Se tutti gli alberi abbattuti e bruciati saranno sostituiti da altri, questi ultimi nel corso dei decenni potranno riassorbire tutta la CO<sub>2</sub> rilasciata nella combustione; in questo senso, il loro utilizzo per produrre energia non fa aumentare la quantità di CO<sub>2</sub> in atmosfera. Tuttavia, essa è considerata una

fonte *carbon neutral*, ovvero che non contribuisce all'effetto serra, poiché si presuppone che la biomassa consumata sia rigenerata in modo da mantenerne costante la quantità.

Nel 2019 il mondo ha utilizzato 583 EJ di energia (BP 2020), quasi il 20% di quella utilizzata dalla fotosintesi. La differenza tra i due valori è esigua, l'ordine di grandezza è confrontabile, e quindi molti studiosi ritengono che non si possa escludere che, nel caso malaugurato in cui i due utilizzi prima o poi interferiscano, ne possano derivare danni alla condizione umana. Questa situazione è sicuramente una di quelle che fanno crescere nel mondo contemporaneo la percezione che le questioni energetiche siano molto importanti. Infatti si teme che i modi con cui l'uomo utilizza l'energia possano influenzare o anche pregiudicare la funzionalità delle nicchie ecologiche in cui si sviluppa la vita, compresa quella in cui vive l'uomo. Affinché la vita possa continuare ad esistere sulla Terra così come la conosciamo, nella sua complessità di specie e di organismi, i fattori fondamentali che la rendono possibile devono rimanere inalterati: la luce solare, la fotosintesi e la capacità di alcuni organismi di fissare la CO<sub>2</sub> atmosferica per produrre ossigeno e biomassa.

## **Biomasse ed energia**

Esistono molti materiali combustibili naturali. Nei secoli scorsi si bruciava solo legna, poi si è iniziato a bruciare anche carbone, dal XVIII secolo in poi, e in seguito anche petrolio e gas naturale, verso la fine del XIX secolo. Nel 2019 le bioenergie hanno coperto quasi il 10% del fabbisogno mondiale di energia primaria (IEA 2020), la stessa percentuale dell'anno 1973 (10,5%). Il termine "biomassa" è piuttosto generico, e intuitivamente indica una vasta classe di materiali di origine vegetale o animale, come scarti agricoli, forestali, dell'industria del legno, "coltivazioni energetiche" (ovvero vegetali espressamente coltivati per scopi energetici), scarti delle aziende zootecniche, residui agroalimentari, *etc.*

In generale, dal punto di vista energetico, si considera come biomassa quasi tutto il materiale di origine organica, sia vegetale, sia animale (si veda sotto la definizione derivata dalla Direttiva Europea 2009/28/CE). Industrialmente, si considerano però tre principali filiere: 1) la filiera del legno; 2) la filiera dell'agricoltura e 3) la filiera degli scarti e dei rifiuti. Da queste filiere, direttamente o in seguito a

processi di trasformazione, si ricavano combustibili solidi, liquidi o gassosi, detti “biocombustibili”, mentre le forme di energia ottenute dai processi di conversione delle biomasse sono definite “bioenergia”. Quest’ultima quindi comprende l’insieme di biomasse solide, biogas, biocarburanti, bioliquidi (combustibili liquidi di origine biologica per scopi energetici diversi dal trasporto) nonché la porzione biodegradabile dei rifiuti solidi urbani. Di seguito si riportano alcune definizioni di legge in vigore in Italia:

*Biomassa*: “frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani” (D.L. 28/2011 e Direttiva Europea 2009/28/CE).

*Biocarburanti*: “carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa” (D.L. 28/2011).

*Biogas*: “gas costituito prevalentemente da metano e da anidride carbonica prodotto mediante digestione anaerobica della biomassa” (Reg. UE 147/2013). In particolare: *gas di discarica*, prodotto nelle discariche dalla digestione dei rifiuti; *gas da fanghi di depurazione*, prodotto per fermentazione anaerobica dei fanghi di depurazione; *altro biogas*, prodotto per fermentazione anaerobica di prodotti agricoli, liquami zootecnici e rifiuti di macelli, birrerie e altre industrie agroalimentari.

*Bioliquidi*: “combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l’elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa” (D.L. 28/2011).

Esistono varie tecnologie per ottenere energia dai diversi tipi di biomasse, così come diversi sono anche i prodotti energetici che se ne ottengono. La biomassa ha numerosi pregi rispetto ai combustibili fossili, a cui somiglia, sia per natura che per tecnologie di impiego: è in grado di conservare la sua energia fino al suo utilizzo, può cioè essere stoccata con relativa facilità, ha un prezzo non agganciato a quello del petrolio, un contenuto minimo di zolfo nelle emissioni. Inoltre, in

alcune aree il suo utilizzo è conveniente dal punto di vista economico, nel caso di usi termici, nonostante i maggiori costi di impianto e di manutenzione.

Per contro, non è del tutto vero che la biomassa ha emissioni di CO<sub>2</sub> nulle nel suo intero ciclo di vita, in quanto la sua produzione richiede energia addizionale, oltre a quella che riceve dal Sole, e dunque genera emissioni climalterranti nelle fasi di coltivazione e soprattutto in quelle di trasporto. La biomassa deve dunque essere utilizzata nei pressi della località di produzione: utilizzare in Italia legna o pellet prodotti in Romania o peggio ancora in Indonesia, può essere conveniente, ma certamente non dà alcun contributo alla mitigazione dell'effetto serra.

Inoltre, la combustione della maggior parte delle biomasse determina la produzione di inquinanti a livello locale: ossido di carbonio, ossidi di azoto, e soprattutto particolato sospeso (polveri). A tal proposito sono molto vivaci le polemiche che accompagnano il processo autorizzativo delle centrali per l'incenerimento dei RSU, noti anche come "termovalorizzatori". Esse si spiegano con la percentuale sconsigliata di rifiuti plastici contenenti cloro (tipo PVC) oggi sempre più presente nei rifiuti indifferenziati che alimentano tali impianti. In passato non erano sempre effettuati o regolamentati adeguati processi di controllo delle emissioni, e ciò ha portato all'emissione di composti diossino-simili, molecole a elevata tossicità che si accumulano nelle matrici ambientali per periodi di tempo lunghissimi (inquinanti organici persistenti).

Le bioenergie sono fonti energetiche primarie diffuse, anche se il loro impiego non è però esteso in modo altrettanto omogeneo. Nei paesi poveri le bioenergie coprono dal 30% al 40% del fabbisogno di energia primaria, mentre, al contrario, nei paesi industrializzati il loro contributo è più modesto, coprendo appena il 3% (USA 3,2%, Europa 3,5%). Eccezionalmente, in Svezia, Finlandia e Austria, bruciando gli scarti dell'industria forestale, si produce una quantità di energia elettrica che copre più del 10% dei rispettivi fabbisogni elettrici nazionali. A titolo di curiosità, si ricorda che nel 2018 l'Italia ha importato oltre 4 milioni di tonnellate di legna da ardere, contro quasi 14 milioni di tonnellate di importazioni di carbone. Si stima inoltre che le biomasse prodotte dal patrimonio boschivo italiano ammontino solo al 30% della biomassa potenzialmente ricavabile senza apportare danni all'ecosistema, segno di una gestione poco corretta delle risorse a nostra disposizione.

Tale scenario tiene conto non solo dell'attenzione e dell'impegno economico di alcune nazioni nel campo della ricerca scientifica e tecnologica in

questo campo, ma anche della concreta disponibilità di terreni ove localizzare le colture energetiche. Si è stimato che nei Paesi sviluppati la sostituzione dei combustibili fossili con le bioenergie richiederebbe la disponibilità di oltre 950 Mha (milioni di ettari) da destinare alle colture energetiche, uno spazio agricolo di fatto non disponibile.

Le biomasse di origine vegetale hanno un'efficienza produttiva ben diversa a seconda della specie, legata alle diverse modalità con cui le varie piante sviluppano la fotosintesi clorofilliana. Come ordine di grandezza, la produttività delle biomasse vegetali varia da 0,3 tep/ha tipiche della gestione forestale ordinaria (che prevede la salvaguardia del patrimonio forestale, ovvero la sola raccolta di materiale secco e non l'abbattimento di alberi), a 5 tep/ha delle coltivazioni di alberi ad alto fusto (pioppo, robinia, salice), fino a 10 tep/ha della biomassa lignocellulosica (ad es., canna da zucchero). A titolo di confronto, si osservi che alle latitudini italiane, l'energia solare incidente sul piano orizzontale equivale a oltre 1000 tep/ha all'anno, maggiore di ben due ordini di grandezza rispetto alla più produttiva delle possibili colture vegetali. Anche le biomasse sono quindi caratterizzate da una scarsa densità di energia.

I Paesi dell'Europa centro-settentrionale sono all'avanguardia nello sfruttamento delle biomasse, soprattutto con impianti di cogenerazione (produzione contemporanea di energia elettrica e calore) e teleriscaldamento. In Francia, nazione che possiede la maggior superficie agricola Europea, ci si è orientati alla produzione di biodiesel e bioetanolo, grazie alla politica di completa defiscalizzazione per il loro impiego come carburante. La Gran Bretagna si è dedicata allo sviluppo del recupero di biogas dalle discariche, per usi termici ed elettrici. La Svezia e l'Austria, con una lunga tradizione di utilizzo della legna da ardere, hanno incrementato tale impiego per il teleriscaldamento, sviluppando piantagioni di bosco ceduo (salice, pioppo, *etc.*).

L'Italia, con i suoi 19,5 TWh (anno 2018) si pone ai primi posti tra i paesi dell'UE per produzione da biomasse solide, rifiuti solidi urbani, biogas e bio-liquidi (Rapporto GSE 2018 e dati Unione Energie per la Mobilità). Infine, si ricorda che nel 2018, in Italia “la fonte rinnovabile di gran lunga più importante per la produzione di energia termica (*non elettrica, N.d.A.*) è costituita dalle bioenergie (7,9 Mtep secondo le stime preliminari), in particolare biomasse solide utilizzate per riscaldamento nel settore residenziale (legna da ardere, pellet)”. (Fonte: MISE-DGSAIE 2020)

Oggi esistono tre grandi categorie di processi per convertire l'energia con-

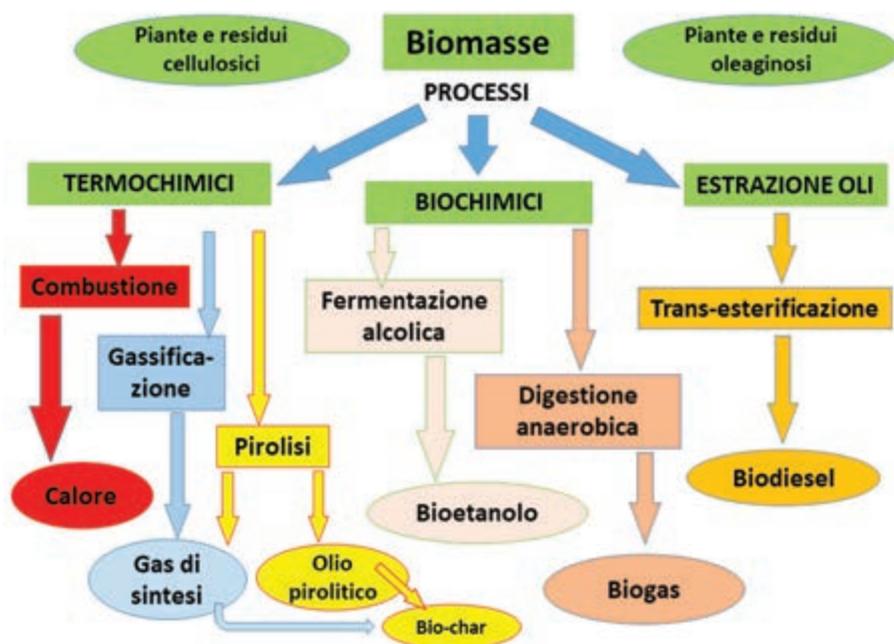


Fig. 1. Trasformazioni energetiche e processi di conversione delle biomasse in energia.

tenuta nelle biomasse in energia utile: processi termochimici, processi biochimici e processi per l'estrazione di oli da colture dedicate o da residui di colture oleaginose (Fig. 1).

## Processi termochimici

Esistono vari processi di “conversione termochimica” per ottenere energia termica da biomasse legnose, classificabili secondo la temperatura di combustione e il tipo di trasformazione fisica e chimica impiegata, quale la combustione, la gassificazione o la pirolisi. In generale, si usano biomasse legnose triturate (*chip*), che possono essere utilizzate sfuse o compresse in blocchetti (*pellet*).

Questa biomassa può essere trasformata in un gas di sintesi (“gassificazione”), con processi ad alta temperatura, anche fino a 1000°C. Il processo di gassificazione delle biomasse è una delle tecnologie più valide e promettenti per la produzione elettrica a basso impatto ambientale. La biomassa secca

è trasformata in un gas di sintesi, composto principalmente da azoto molecolare, vapor d'acqua, monossido di carbonio, anidride carbonica, idrogeno molecolare e metano, che può essere impiegato in impianti di cogenerazione a ciclo combinato.

Invece, se riscaldata tra 400 e 800°C in assenza di ossigeno (“pirolisi”), la biomassa legnosa si trasforma in sostanze gassose, liquide e solide. La parte solida (*bio-char*) si può usare come combustibile, mentre la parte liquida (olio pirolitico) può alimentare motori o può essere usata per la sintesi di altri prodotti. Quest’ultima tecnologia non ha ancora raggiunto la piena maturità applicativa, sia per le quantità, sia per la qualità dei liquidi prodotti.

Infine, col processo di combustione si converte la biomassa in calore ed elettricità con impianti simili a quelli usati per i combustibili fossili. La combustione è un processo utilizzabile per prodotti e residui cellulosici e legnosi con un rapporto C/N > 30 e umidità < 30% (tali valori sono puramente indicativi). In altre parole, è possibile bruciare con successo solo materiali asciutti, ricchi di cellulosa e lignina, molecole complesse costituite da lunghe catene di glucosio, lo zucchero più semplice e costituente di base del legno. Quindi, le biomasse più adatte per la combustione sono il legno e i suoi derivati (segatura, trucioli), ma anche gli scarti agricoli o forestali di tipo ligno-cellulosico, come paglia, residui vegetali secchi (poco diffusi) o scarti di colture oleaginose (ricino, cartamo, *etc.*), residui di piante da fibra tessile (cotone, canapa, *etc.*), residui legnosi di potatura, residui dell’industria agroalimentare e taluni scarti di lavorazione (lolla, pula, gusci, noccioli, *etc.*). Si ricorda che 1 kg di legno secco, con il 15% di umidità residua, fornisce circa 15 MJ di energia, ovvero ha un potere calorifico di 3700 kcal/kg. Quindi, energeticamente, 3 kg di legno equivalgono ad 1 kg di gasolio e, viceversa, 1 m<sup>3</sup> di gas naturale equivale a circa 2,5 kg di legna da ardere.

La combustione delle biomasse implica l’emissione di numerose sostanze indesiderate e inquinanti che, se note, possono essere monitorate e controllate. Un processo di combustione ideale prevede la conversione del C organico in CO<sub>2</sub>, acqua e calore. La CO<sub>2</sub> emessa dalla combustione delle biomasse non incrementa però la concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, a differenza di quanto avviene nel caso dei combustibili fossili: infatti, in prima approssimazione, la CO<sub>2</sub> emessa dalla combustione è la stessa quantità assorbita dagli organismi vegetali durante la fase di crescita. Tuttavia, si deve considerare che una volta giunte alla fase adulta, gli organismi vegetali rallentano la crescita,

e quindi catturano meno CO<sub>2</sub>. Al contrario, nelle coltivazioni energetiche dedicate, le piante prossime alla fase adulta sono raccolte e sostituite con altre, senza mai arrestare il processo di cattura della CO<sub>2</sub>. In quest'ultimo caso va però tenuto presente che la coltivazione di biomasse, il loro trasporto, la preparazione dei materiali combustibili e lo smaltimento delle ceneri richiedono grandi quantità di energia da fonti fossili, e quindi comportano emissioni non trascurabili di gas climalteranti. Pertanto, è necessario valutare le emissioni durante tutto il ciclo di vita delle biomasse, considerando anche le fasi di coltivazione, trasporto e trasformazione.

Nel processo di combustione reale delle biomasse, oltre alla CO<sub>2</sub> si producono numerosi altri composti indesiderati: monossido di carbonio (CO), ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) e di azoto (NO<sub>x</sub>), composti organici volatili, polveri, ammoniacca (NH<sub>4</sub>) ed acido cloridrico (HCl). Gli SO<sub>x</sub> e gli NO<sub>x</sub>, oltre ad avere effetti tossici sia sull'uomo che sull'ambiente, sono anche causa di deposizioni acide e precursori di particolato secondario; inoltre, il biossido di azoto (NO<sub>2</sub>) è una delle cause dello smog fotochimico; infine, il protossido di azoto (N<sub>2</sub>O) è un noto gas climalterante. Tra gli altri composti organici volatili (COV o VOC) emessi dalla combustione di biomasse, molti sono tossici in quanto tali (benzene, toluene, xileni, aldeidi, *etc.*); inoltre, i COV sono una delle cause dello smog fotochimico, e contengono anche acidi organici volatili, che pongono ulteriori problemi tecnologici agli impianti di combustione. La combustione provoca anche l'emissione di polveri sottili che, se non adeguatamente controllate e rimosse, possono essere veicolo di agenti chimici tossici per l'uomo, come metalli pesanti, idrocarburi policiclici aromatici, policlorobifenili e diossine generate dalla combustione.

## **Processi biochimici**

I processi biochimici utilizzati per la trasformazione delle biomasse a fini energetici sono basati sull'azione di microrganismi (genericamente, funghi e batteri), che si alimentano di biomassa in determinate condizioni di temperatura e umidità, prediligendo sostanze umide e proteiche. Questi microrganismi trasformano e assimilano la biomassa, producendo molecole di scarto (per loro), ma preziose per noi, come il metano. Non tutta la biomassa è però utile per questi processi, poiché funghi e batteri non digeriscono indistintamente

qualunque tipo di biomassa, ma esigono materiali ad alto contenuto di proteine e acqua. Una trattazione a parte merita il biogas (vedi oltre), che è una miscela di gas combustibili costituita principalmente da  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$ .

I principali prodotti ottenibili con i vari (e sofisticati) processi biochimici sono biogas, bioetanolo, biodiesel, fertilizzanti, ma anche calore. I processi biochimici sono di norma impiegati per la conversione energetica di biomasse con un rapporto C/N < 30 e umidità alla raccolta > 30%. I materiali più idonei alla conversione biochimica sono colture dedicate (canna da zucchero, soia, colza, girasole, mais o altri cereali), anche acquatiche, alcuni sottoprodotti colturali (ad es., foglie e steli di barbabietola, specie ortive, patate, *etc.*), i reflui zootecnici, alcuni scarti di lavorazione dell'industria alimentare (borlande, acque di vegetazione, *etc.*), deiezioni animali, nonché alcune tipologie di reflui urbani ed industriali.

*Biofuel.* Il termine generico *biofuel* indica combustibili liquidi impiegati nei mezzi di trasporto, ma può designare anche bioliquidi per la produzione elettrica. In Italia si distinguono i biocarburanti, per il settore trasporti, e i bioliquidi, per tutti gli altri usi. I più comuni biocarburanti sono il bioetanolo, sintetizzato da amidi o zuccheri, e il biodiesel ottenuto da grassi e oli. I benefici dei biocombustibili derivano dal fatto di avere un bilancio nullo in termini di  $\text{CO}_2$  emessa, e soprattutto di poter essere prodotti anche da materiali di scarto, che sarebbero difficilmente utilizzabili in modo diverso.

Il bioetanolo è un alcool prodotto con processi di fermentazione di prodotti agricoli ricchi di zuccheri, come cereali, colture zuccherine, vinacce, *etc.*; la fermentazione alcolica è la più antica forma di biotecnologia sviluppata dall'uomo, oggi ottimizzata a livello industriale. L'etanolo può essere usato come combustibile per autotrazione in motori endotermici, ed è quindi utilizzato come additivo della benzina, cui può essere miscelato fino al 15% in peso senza dover modificare i motori degli autoveicoli. È un carburante di grande interesse, ed è relativamente economico. Nel 2018 nel mondo sono state prodotti quasi  $130 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  di bioetanolo; i tre primi maggiori produttori sono gli USA (50%), il Brasile (25%) e la Cina (7%) che da poco ha superato la produzione dell'intera Europa. Questi tre paesi produttori da soli producono più dell'82% del volume di bioetanolo mondiale (Fonte: OECD FAO, *Agricultural Outlook*, 2019).

Il biodiesel è un biocarburante ottenuto da oli vegetali o animali simile, ma non identico, al gasolio per autotrazione. Contrariamente a quanto si crede,

il biodiesel per autotrazione non è un olio vegetale qualsiasi, ma è il risultato del processo di trans-esterificazione di oli vegetali (soia, colza, girasole o mais) tramite alcol etilico o metilico. Può essere mescolato con gasolio in ogni proporzione e impiegato nei motori diesel tradizionali. Le prestazioni dei motori a biodiesel puro sono inferiori dall'8% al 15% rispetto al diesel tradizionale, a causa del minor contenuto energetico. Per ridurre questi problemi si usano miscele di diesel e biodiesel al 20%. Nel 2018 nel mondo sono state prodotte quasi  $40 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup> di biodiesel; i tre primi maggiori produttori sono l'Europa (EU 28, 34%), gli USA (20%) e il Brasile (14%). Questi tre paesi produttori da soli producono quasi il 70% del volume di biodiesel mondiale (Fonte: OECD FAO, *Agricultural Outlook*, 2019).

## Biogas e biometano

Il biogas è una miscela di vari gas, prodotti con processi biochimici, fondamentalmente utilizzata in impianti termoelettrici per la produzione di elettricità, eventualmente con cogenerazione di calore. La miscela è composta per il 50-70% da CH<sub>4</sub>, e per la restante parte principalmente da CO<sub>2</sub>. Il biogas ha un potere calorifico medio dell'ordine di 23 MJ/m<sup>3</sup>, circa il 40% in meno del potere calorifico del gas naturale di rete. È prodotto dalla fermentazione batterica anaerobica di residui organici, come scarti agroindustriali (trinciato di mais, sorgo o altre colture), sottoprodotti dell'industria alimentare (farine di scarto o prodotti scaduti), dell'industria zootecnica (reflui animali o carcasse); si possono utilizzare anche colture apposite, come mais, sorgo zuccherino, grano, canna comune, barbabietole, e sono in corso ricerche per l'utilizzo di microalghe. La fermentazione batterica anaerobica, cioè in assenza di ossigeno libero, è un processo di conversione energetica di tipo biochimico, basato sull'azione di demolizione di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali o in sottoprodotti di origine animale, per mezzo dell'azione digestiva di microrganismi specializzati. Le discariche di rifiuti solidi urbani indifferenziati possono diventare grandi produttori di biogas, visto che normalmente il 30-40% del rifiuto è materiale organico.

Il processo di produzione del biogas prevede la decomposizione del materiale organico da parte di alcuni tipi di batteri, che operano la "metanizzazione" dei composti organici, producendo CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>. Il processo si realizza

all'interno di appositi impianti dotati di fermentatori/digestori chiusi, eventualmente in serie, entro i quali enzimi e batteri specializzati sviluppano processi di digestione anaerobica mesofila (35°C) e/o termofila (50°C), secondo procedure rigorosamente controllate, come temperatura e tipo di materiali in ingresso, al fine di mantenere attivi e ottimizzare la vita batterica. Gli impianti idonei al trattamento di matrici prevalentemente solide sono detti "a secco", perché non hanno bisogno di liquami per il loro funzionamento, e l'acqua necessaria al processo è quella dell'umidità del materiale utilizzato. Al termine del processo di fermentazione, i residui di lavorazione ("digestato") conservano integri i principali elementi nutritivi presenti nella materia prima, come azoto, fosforo, potassio, favorendo la mineralizzazione dell'azoto organico; i residui di questo tipo di processo sono quindi utilizzabili come fertilizzante naturale di buona qualità.

Gli impianti per la produzione di biogas sono impianti tipici di aziende agricole e zootecniche medie o medio grandi, che riescono a utilizzare scarti vegetali e deiezioni animali di produzione propria (ma anche da coltivazioni energetiche dedicate) per la produzione di biogas da trasformare in elettricità e calore per la vendita in rete e per autoconsumo, risolvendo in parte anche i problemi di smaltimento degli scarti agro-industriali. In base alle dimensioni dell'azienda agricola, la taglia degli impianti varia da poche decine di kW fino ai 1000 kW e oltre.

Esistono varie tipologie di impianti per la produzione di biogas, progettati per trattare materiali organici differenti, liquidi o solidi. L'impiantistica principale di un impianto biogas (Fig. 2) è costituita da: a) impianto di pre-trattamento materiali solidi e liquidi; b) alimentatore-caricatore delle masse solide; c) fermentatore (digestore primario) e sistema di miscelazione continua delle biomasse all'interno del fermentatore-digestore; d) post-fermentatore (digestore secondario), con sistema di ricircolo tra i due digestori; e) sistema di riscaldamento dei fermentatori; f) serbatoi per i residui, unità di depurazione reflui e sistema per la produzione di concime agricolo di qualità; g) unità di filtrazione, depurazione e separazione dei componenti indesiderati generati insieme al biogas (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S); h) impianto per la conversione del biogas in energia elettrica e calore (cogeneratore); i) eventuale impianto di *upgrading* (vedi oltre).

Infatti, le caratteristiche del biogas "tal quale" non consentono la sua immissione nella rete di trasporto nazionale, e quindi deve essere utilizzato sul

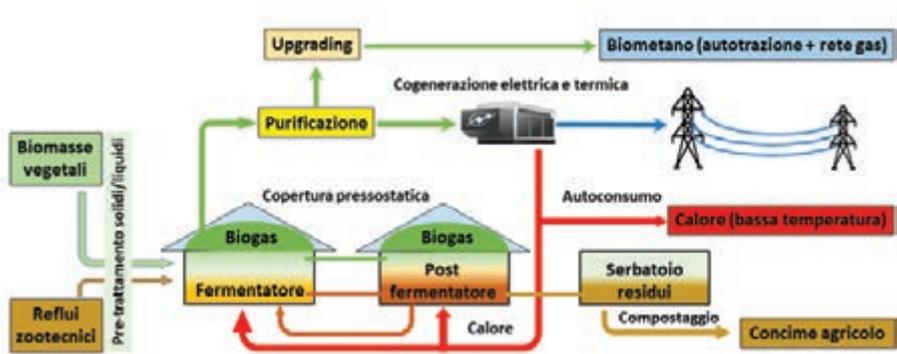


Fig. 2. Diagramma funzionale di un impianto a biogas.

luogo di produzione. Di norma, l'impianto di cogenerazione è costituito da un motore endotermico alternativo a gas che muove un generatore per la produzione elettrica. L'energia elettrica è in parte utilizzata in loco per l'eventuale autoconsumo dell'azienda agricola, e in parte venduta e immessa nella rete di distribuzione. Il calore generato dal motore è utilizzato per la produzione di acqua calda, in parte necessaria per riscaldare i fermentatori (la biomassa deve essere mantenuta a temperatura costante), in parte disponibile per eventuali utilizzi civili o industriali (ad es., riscaldamento delle stalle, dei locali dell'azienda agricola, di utenze limitrofe, *etc.*).

Il tipico impianto a biogas agricolo ha una potenza elettrica nominale installata di 500 kW<sub>e</sub>, funziona circa 8000 ore all'anno, producendo mediamente 4 GWh annue. L'energia elettrica è venduta al gestore della rete nazionale, mentre l'energia termica è destinata all'autoconsumo. Il biogas è prodotto in regime mesofilo (circa 40°C), e il tempo di permanenza della biomassa nei digestori è in media di 50 giorni. Il biogas è deumidificato, raffreddato e sottoposto a desolfurazione batterica; mediamente ha un contenuto di metano del 55-60%, e di norma alimenta due motori alternativi a gas da 250 kW<sub>e</sub> per la produzione di energia elettrica (in media tensione) e termica, sotto forma di acqua calda a 85°C, prodotta recuperando il calore di raffreddamento dei motori e dei fumi di scarico.

Una delle più interessanti frontiere del biogas è il cosiddetto "biometano". Il biogas, dopo essere stato sottoposto a deumidificazione e desolfurazione batterica (comunque necessaria per l'utilizzo nei gruppi di cogenerazione), è sottoposto a un ulteriore processo di depurazione e raffinazione, detto *upgrading*.

Questo processo aumenta la concentrazione di metano del biogas originale fino ad oltre il 98%, e il prodotto ottenuto è denominato biometano, che ha caratteristiche e condizioni di utilizzo pari a quelle del gas naturale di rete. Il biometano è quindi idoneo sia per la vendita in rete, previa compressione, sia per l'utilizzo nel settore dei trasporti.

Quest'ultima applicazione è già diffusa in alcuni Paesi dell'Europa centrale e settentrionale (Svizzera, Germania, Svezia), e in via di sperimentazione molto avanzata anche in Italia, ed è una delle più concrete promesse nel campo della mobilità eco-sostenibile.

I vantaggi della produzione del biogas sono quelli tipici di ogni biomassa: pareggiare il bilancio della CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera e ridurre le importazioni di gas dall'estero. Tuttavia, l'insieme delle tecnologie biogas può presentare alcuni svantaggi, soprattutto per i residenti in prossimità dell'impianto. Non considerando gli impianti che sfruttano il biogas prodotto dalle discariche di rifiuti solidi urbani già esistenti, il resto degli impianti per la produzione dedicata di biogas usano liquami animali combinati con vegetali, di norma in rapporto di 1 a 3, poiché la resa del biogas è ottimizzata mescolando più tipologie di materiali organici. Quindi, per questo tipo di impianti, che sono i più diffusi, il problema principale è il reperimento della materia prima. Per l'alimentazione di una centrale da 1 MW, usando solo prodotti appositamente coltivati (ad es., mais), occorrono circa 300 ha (3 km<sup>2</sup>) di superficie agricola, che non è quindi più disponibile per la produzione di derrate alimentari; a questo proposito si rileva, però, che la disponibilità di terreno agricolo sottratta da queste coltivazioni non è concettualmente diversa da quella sottratta da altre coltivazioni "non alimentari", ad es., canapa, cotone, lino, etc.

Inoltre, poiché le colture necessarie per la produzione di biogas non sono destinate ad usi alimentari, ed è fondamentale un'alta resa in biomassa, le aree agricole potrebbero essere "forzate" con l'utilizzo di OGM o con dosi massicce di fertilizzanti e agrofarmaci, con tutte le possibili conseguenze sullo stato di salute dell'ambiente.

Un altro possibile problema è legato ai cattivi odori generati dalla fermentazione della biomassa vegetale e/o dai reflui zootecnici, ma ciò è risolvibile mediante una corretta progettazione e gestione dell'impianto. Infine, un impatto locale sul territorio che non può essere trascurato è l'aumento del traffico pesante nelle zone limitrofe all'impianto, con conseguente pesante disagio per la popolazione residente.

L'Italia nel 2017 è stato il quarto produttore al mondo di biogas in agricoltura, dopo Germania, Cina e USA. La produzione è di circa 2,4 miliardi di Nm<sup>3</sup> di gas naturale equivalente all'anno. Gli impianti esistenti oggi nelle campagne italiane sono oltre 1500, con una potenza installata di circa 1,2 GW e una produzione di 8,2 TWh di energia elettrica (Fonte: GSE 2018). Tuttavia, da più parti si rileva il fatto che la generazione di energia rinnovabile dal biogas è una tecnologia ancora poco efficiente, a causa dello scarso o addirittura mancato utilizzo del calore prodotto dalla cogenerazione. Si stima che il rendimento complessivo medio degli impianti biogas italiani sia dell'ordine del 40%.



## CAPITOLO 14

### L'ENERGIA GEOTERMICA

<b>I numeri<sup>1</sup> dell'energia geotermica nel mondo – anno 2019</b>				
Energia primaria	Generazione elettrica	Potenza elettrica installata	Produzione elettrica annua	Produzione elettrica annua, Italia 2019
<b>0,23%</b>	<b>0,35%</b>	<b>16 GW<sub>e</sub></b>	<b>95 TWh</b>	<b>6 TWh</b>

Il globo terrestre è costituito da un enorme massa di materiali, e oltre il 98% di questa massa è ad una temperatura di oltre 1000°C, ciò che resta del corpo celeste incandescente formatosi circa 4.5 miliardi di anni fa, e può essere considerato come un immenso serbatoio di energia termica. A livello applicativo, l'energia geotermica è il calore contenuto nelle parti più superficiali della crosta terrestre, e può essere considerata come una fonte di energia primaria rinnovabile, anche se a lunga scala temporale.

In particolare, l'interno della Terra è costituito da un nucleo di ferro e nichel di circa 1200 km di raggio a temperatura di circa 5700°C, molto vicina alla temperatura superficiale del Sole. Il calore contenuto al suo interno deriva però solo in parte dalla sua origine planetaria: la maggior parte del calore del nucleo, circa l'80%, deriva da processi di decadimento di elementi radioattivi contenuti nel nucleo stesso, quali uranio, torio e potassio, e in minor quantità dall'attrito generato dai moti convettivi che lo interessano.

<sup>1</sup> Fonte: rielaborazione dati IRENA.

La crosta terrestre è costituita da rocce a scarsa conducibilità termica, e la quota di energia dispersa dalla crosta è piccola rispetto ai flussi termici entranti di origine solare. Si stima che la potenza dispersa dalla crosta per conduzione sia di circa 34 TW, e che 30 di questi siano compensati da fenomeni di decadimento radioattivo. Viceversa, il flusso solare è dell'ordine di 175 PW, ovvero 5000 volte maggiore.

Lo sfruttamento dell'energia geotermica è legato alla possibilità di poter prelevare e utilizzare parte di questo calore, circostanza oggi limitata a poche aree in cui le condizioni geologiche permettono ad un vettore energetico di trasportare il calore dalle formazioni calde profonde fino alla superficie, o sufficientemente vicino ad essa. Si tratta dei cosiddetti “fluidi geotermici” o “endogeni”, ovvero acqua in fase liquida o vapore con contenuti variabili di sali disciolti. Questo calore può essere utilizzato per vari scopi, dal semplice riscaldamento di edifici, fino alla produzione di energia elettrica. In futuro potrebbero però svilupparsi nuove tecnologie per lo sfruttamento dell'energia geotermica, alcune delle quali già in fase di sperimentazione.

Il termine “gradiente geotermico” indica la variazione della temperatura in funzione della profondità all'interno della crosta terrestre. Fino alle profondità raggiungibili con le attuali tecniche di perforazione, che sono dell'ordine di 10 km o poco più, il gradiente geotermico medio è relativamente costante, ed è dell'ordine di 25-30°C/1000 m<sup>2</sup>. La distribuzione geografica dei valori del gradiente geotermico è comunque molto variabile, e dipende dall'assetto geologico e strutturale dell'area: si passa da valori anche inferiori a 10°C/1000 m in bacini sedimentari giovani, fino a zone, dette “geotermiche”, dove il gradiente può raggiungere valori dieci volte superiori a quello medio.

Il flusso totale di calore geotermico verso la superficie terrestre è di alcune decine di TW, mentre il flusso per unità di superficie è compreso tra i 30 e gli oltre 150 mW/m<sup>2</sup>, anche se mediamente tale valore è dell'ordine di 50 mW/m<sup>2</sup>. Per confronto, l'irradianza solare media alle latitudini europee alle ore 12 in una giornata di pieno sole estiva, è di circa 1000 W/m<sup>2</sup>, ed è quindi molto maggiore.

Per poter prelevare l'energia termica contenuta nella crosta terrestre è necessario dapprima individuare le aree con anomalia positiva del gradiente geoter-

---

<sup>2</sup> Ad es., se il terreno superficiale è a una temperatura di 15°C, che corrisponde alla temperatura media annua dell'aria esterna, si può prevedere che la temperatura a 2000 m di profondità sia compresa tra i 65°C e i 75°C, a 3000 m tra i 90°C e i 105°C, e così via per alcune migliaia di m.

mico, localizzare il serbatoio geotermico (se presente), cioè un volume di rocce calde contenenti fluidi endogeni liberi di muoversi all'interno di rocce porose e naturalmente fratturate. Questo sistema di rocce e fluidi è detto "sistema geotermico idrotermale" (Fig. 1), ovvero un sistema convettivo contenuto in un volume confinato di roccia in cui i fluidi endogeni trasportano calore da una sorgente profonda fino alla superficie, dove il calore è disperso oppure utilizzato (di seguito si riporta la classica definizione di sistema convettivo: "*convecting water in the upper crust of the Earth, which, in a confined space, transfers heat from a heat source to a heat sink, usually the free surface*", M.P. Hochstein, *Classification and assessment of geothermal resources* 1990). Geologicamente, un sistema geotermico è composto da tre elementi fondamentali: la sorgente di calore, la roccia serbatoio ed il fluido geotermico, che è il vettore in grado di trasportare il calore in superficie.

La sorgente di calore può essere un'intrusione magmatica ad alta temperatura (anche maggiore di 600°C) ubicata a profondità relativamente piccola (di norma tra 5 e 10 km), oppure, come in certi sistemi geotermici a bassa temperatura, la sorgente di calore è formata dal normale flusso di calore terrestre. Il serbatoio è un ammasso roccioso permeabile e caldo, nel quale i fluidi geotermici possono circolare assorbendo il calore. La roccia serbatoio è spesso ricoperta da rocce im-

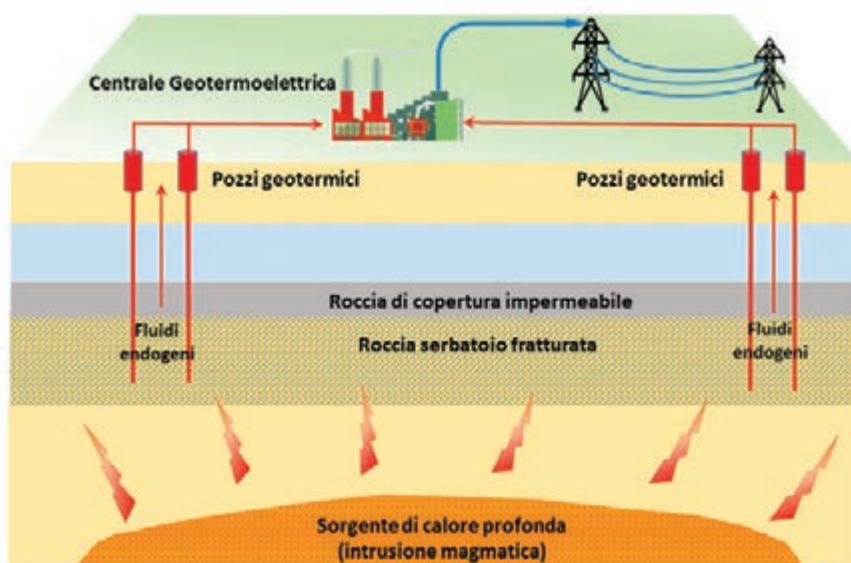


Fig. 1. Sistema geotermico idrotermale.

permeabili, ma non sempre, e talvolta è connessa a zone di ricarica superficiali, dalle quali si infiltrano le acque meteoriche. I fluidi geotermici, o fluidi endogeni, sono sostanzialmente acque che, a seconda della temperatura e della pressione che caratterizzano la roccia serbatoio, possono essere fase liquida o in fase di vapore. Queste acque spesso contengono in soluzione sali o frazioni solubili di alcune rocce, come carbonati, solfati, silice, *etc.*, ma anche gas di origine endogena, quali  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , *etc.*

Le risorse geotermiche sono classificate in funzione della temperatura dei fluidi endogeni che è possibile prelevare dal serbatoio: geotermia ad alta entalpia ( $T > 150^\circ\text{C}$ ), a media entalpia ( $90 < T < 150^\circ\text{C}$ ), e a bassa entalpia ( $T < 90^\circ\text{C}$ ). L'entalpia, che può essere considerata proporzionale alla temperatura, è una funzione di stato di un sistema termodinamico che esprime la quantità di energia interna che il sistema termodinamico è in grado di scambiare con l'ambiente esterno.

Il campo di utilizzo e le tecniche di produzione dei fluidi geotermici variano a seconda della temperatura dei fluidi. Di norma, i fluidi ad alta entalpia sono utilizzati per la produzione elettrica, mentre quelli a bassa entalpia sono impiegati per usi diretti, come per il (tele)riscaldamento di edifici o di serre per agricoltura protetta e forzata, per il termalismo, o per altri processi industriali. Per i fluidi a media entalpia vi sono applicazioni sia per la produzione di energia elettrica, con impianti speciali a cicli binari, ancora poco diffusi, sia per gli usi diretti.

Purtroppo, i giacimenti di energia geotermica sono molto dispersi a livello territoriale, e spesso le rocce serbatoio sono poste a profondità così elevate da renderne difficoltoso o non economico lo sfruttamento. Prima di considerare la possibilità di sfruttamento di una risorsa geotermica devono essere soddisfatte alcune condizioni. La prima è l'accessibilità, ovvero la possibilità di poter perforare pozzi con i metodi tipici dell'industria petrolifera. La seconda è di avere una sufficiente produttività del fluido contenuto nel serbatoio geotermico.

Infatti, per lo sfruttamento industriale dell'energia termica contenuta nei sistemi idrotermali, si ha la necessità di produrre grandi quantità di fluidi caldi, e quindi la permeabilità delle rocce del serbatoio deve essere relativamente alta, per garantire la produzione a lungo termine dei fluidi a portate economicamente accettabili. Oggi, la tecnologia tradizionale di produzione di calore ed energia dai sistemi geotermici prevede la presenza di un sistema geotermico idrotermale naturale, ossia un serbatoio relativamente poco profondo composto da rocce fratturate, saturato con acqua e/o vapore.

Se la produzione dei fluidi di giacimento è economica, essi possono essere utilizzati, a seconda della temperatura, per la produzione elettrica o per gli usi diretti del calore, anche se in quest'ultimo caso è necessario che le utenze industriali o gli insediamenti residenziali che potenzialmente possono utilizzare il calore geotermico siano ubicate a breve distanza dal giacimento stesso.

## Produzione geotermoelettrica

L'energia geotermoelettrica è prodotta in impianti convenzionali o in impianti "a ciclo binario", secondo le caratteristiche entalpiche delle risorse geotermiche disponibili. Gli impianti "convenzionali" sono molto simili agli impianti con ciclo a vapore tradizionali, e quindi necessitano di fluidi a temperatura maggiore di 150°C. Dal punto di vista impiantistico, esistono due tipologie di centrali geotermoelettriche, quelle a contropressione, con scarico diretto nell'atmosfera, e quelle a condensazione.

Le centrali a contropressione sono le più economiche e costruttivamente le più semplici da realizzare. Il vapore proveniente dai pozzi è fatto passare direttamente attraverso la turbina, ed è poi scaricato in atmosfera (Fig. 2). Ciò è possibile se i pozzi producono vapore secco; se il vapore è umido, contiene cioè una frazione di acqua in fase liquida, occorre separare la fase liquida prima dell'immissione in turbina. Ovviamente, questi impianti si possono utilizzare solo se la composizione chimica del fluido geotermico è compatibile con la normativa ambientale relativa

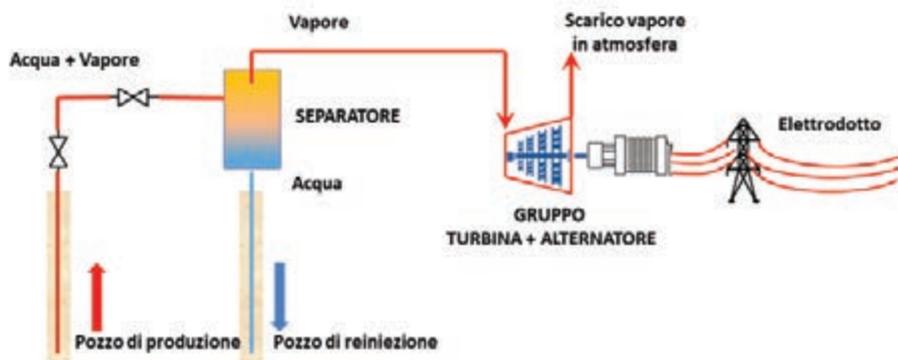


Fig. 2. Schema di un impianto geotermico convenzionale a contropressione per la generazione elettrica. In rosso è indicato il circuito del fluido caldo geotermico.

alle emissioni e agli scarichi. In un impianto a contropressione con scarico diretto in atmosfera, il consumo di vapore per kWh prodotto, a parità di pressione di ingresso, è quasi il doppio rispetto a quello di un impianto a condensazione. Per questo motivo essi sono generalmente di piccole dimensioni, con taglie comprese tra 2 e 5 MW<sub>e</sub>, e per questo sono oggi impiegati quasi esclusivamente per la produzione da pozzi isolati con piccola portata di fluido geotermico, o per impianti pilota. Di contro, se il fluido geotermico ha un contenuto elevato di gas incondensabili, di norma oltre il 12% in peso, essi sono la scelta tecnica obbligata. Gli impianti a contropressione possono essere costruiti ed installati in tempi relativamente brevi, dell'ordine di un anno o poco più.

Le centrali a condensazione sono di taglia maggiore rispetto a quelle a contropressione, ma proprio per questo sono anche più complesse dal punto di vista dell'impiantistica industriale. Tuttavia, come accennato sopra, il consumo di vapore per kWh di energia elettrica prodotta è circa la metà rispetto agli impianti a contropressione, e per questo sono gli impianti preferiti quando è disponibile una maggior portata di vapore, o è possibile raggruppare la produzione di un intero campo di pozzi. Normalmente, la taglia di questi impianti si colloca attorno ai 50 MW<sub>e</sub>, ma recentemente sono state installate unità da oltre 100 MW<sub>e</sub>. Un tipico impianto a condensazione è illustrato in Figura 3.

Negli ultimi decenni vi sono stati notevoli progressi scientifici e tecnologici nel campo dei cicli binari, che hanno reso possibile anche lo sfruttamento di fluidi geotermici a media entalpia che, oltre a quelli contenuti nei sistemi

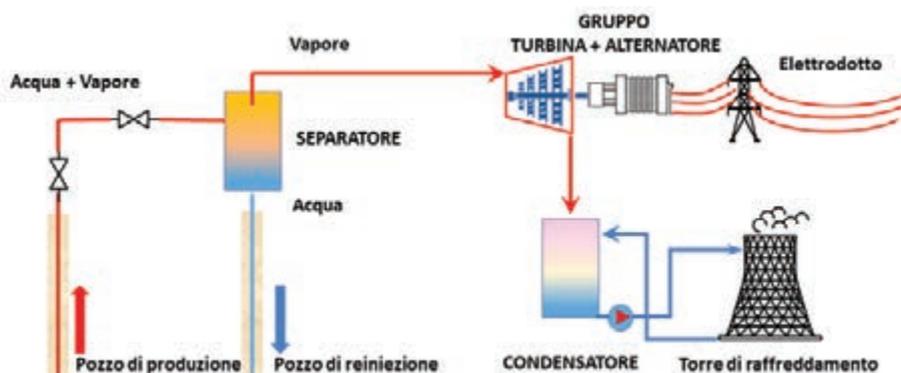


Fig. 3. Schema di un impianto geotermico a condensazione. Le linee rosse indicano il circuito del fluido geotermico, mentre le linee blu indicano il circuito di raffreddamento.

idrotermali a bassa temperatura ad acqua dominante, comprendono anche le acque calde di scarico prodotte dai separatori presenti nei giacimenti geotermici ad acqua dominante, necessari per separare la fase liquida dalla fase vapore. I cicli binari impiegano un fluido di lavoro (o “secondario”) con un punto di ebollizione inferiore a quello dell’acqua. Di solito si usa l’isobutano o il normal-pentano, ma anche fluidi fluorurati chimicamente più complessi. I cicli binari utilizzano di norma un ciclo termodinamico tipo “Rankine”, e per questo sono anche detti cicli ORC (*Organic Rankine Cycle*). Il fluido di lavoro, riscaldato dal fluido geotermico con uno scambiatore di calore, vaporizza e aziona una turbina compiendo un ciclo di Rankine. In uscita, il vapore del fluido di lavoro è raffreddato e torna in fase liquida, chiudendo il ciclo. Un tipico impianto a ciclo binario è rappresentato in Figura 4. Scegliendo opportunamente il fluido di lavoro secondario, è possibile realizzare impianti binari che riescono a sfruttare fluidi geotermici con temperature comprese tra 85°C e 170°C. La temperatura superiore limita la stabilità chimica del fluido di lavoro, mentre quella inferiore è la soglia tecnica ed economica per il dimensionamento dello scambiatore di calore, sotto la quale la dimensione degli scambiatori diverrebbe così grande da rendere il sistema non economico. Per definizione, gli impianti binari lavorano a circuito chiuso, e quindi i fluidi geotermici e il fluido di lavoro non vengono mai a contatto con l’atmosfera.

Di norma, gli impianti a ciclo binario ORC sono di taglia relativamente piccola, da poche centinaia di kW<sub>e</sub> fino ad un massimo di alcuni MW<sub>e</sub>. Oggi la tec-

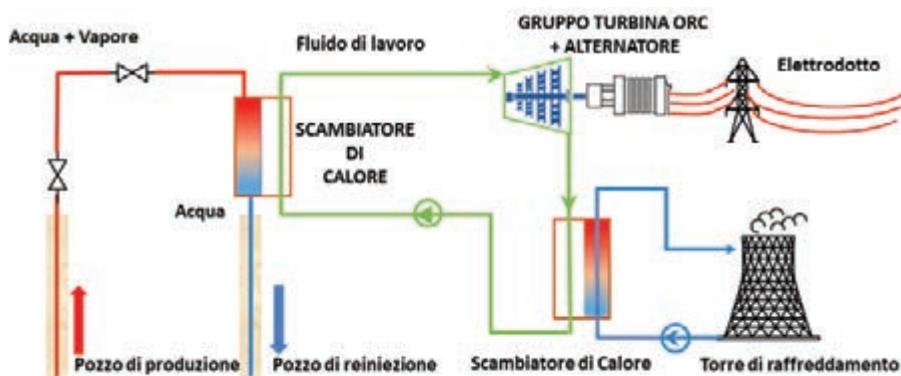


Fig. 4. Schema di un impianto geotermico a ciclo binario ORC. Le linee rosse indicano il circuito del fluido geotermico, le linee verdi il circuito del fluido di lavoro, mentre le linee blu indicano il circuito di raffreddamento.

nologia dei cicli binari ORC è ben consolidata, e in molti paesi (purtroppo non ancora in Italia) permette una produzione geotermoelettrica anche da campi geotermici ad acqua dominante a temperatura relativamente bassa, dove gli impianti convenzionali non potrebbero funzionare.

### **Sistemi *Hot Dry Rocks* (HDR)**

Il flusso di calore geotermico di alcune aree della crosta continentale terrestre può essere localmente ben maggiore del flusso normale che, si ricorda, è dell'ordine di  $50 \text{ mW/m}^2$ . Questo accade in aree in cui esistono rocce profonde che probabilmente contengono concentrazioni anomale di elementi radioattivi (uranio, torio e potassio), che decadendo naturalmente generano notevoli quantità di calore. Questa condizione è soddisfatta da alcune intrusioni ignee.

Dagli inizi degli anni Settanta si è sviluppato un forte interesse per la possibilità di sfruttamento del calore terrestre contenuto in rocce profonde non associato alla presenza di fluidi geotermici. Si tratta dei cosiddetti progetti HDR (*Hot Dry Rocks*, ovvero rocce calde secche), avviati negli USA con l'allora avveniristico progetto "Fenton Hill", presso Los Alamos (1977). Nonostante la mancanza di fluidi geotermici, necessari per trasferire il calore verso la superficie, queste anomalie geotermiche potrebbero costituire risorse termiche significative, se sono sufficientemente vicine alla superficie da poter essere raggiunte con gli attuali metodi di perforazione. Lo sviluppo dei sistemi HDR prevede che tali rocce siano fratturate artificialmente in profondità, in modo che possa essere pompata acqua al loro interno, e che questa si riscaldi al di sopra della temperatura di ebollizione, per poter poi essere utilizzata in superficie all'interno di un impianto geotermoelettrico.

Si tratta quindi del possibile sviluppo di progetti geotermici in contesti geologici in cui sia possibile "creare" una roccia serbatoio "artificiale" in cui introdurre un fluido per realizzare lo scambio termico. Attraverso un pozzo "iniettore", si pompa acqua in pressione nella roccia calda compatta, provocandone la fratturazione idraulica, al fine di creare in profondità una zona di scambio termico artificiale. L'ammasso roccioso fratturato artificialmente è poi intersecato da un secondo pozzo "produttore", da cui si può estrarre l'acqua riscaldata dalle rocce profonde, facendo funzionare il sistema artificiale come se fosse un sistema geotermico naturale. L'intero sistema geotermico è formato quindi: (1) da uno o più pozzi iniettori di acqua fredda (di solito lo stesso pozzo utilizzato per la fratturazione idraulica); (2) dal serbatoio artificiale; (3) da uno o più

pozzi produttori, per l'estrazione dell'acqua calda. L'intero sistema, che comprende anche l'impianto geotermoelettrico di superficie, ha quindi l'aspetto e le funzionalità di un circuito idraulico chiuso, e non vi è alcun contatto tra il fluido e l'ambiente esterno (Fig. 5). Raffreddando di 1°C un volume di 1 km<sup>3</sup> di roccia secca calda fratturata, si ottiene una quantità di calore dell'ordine di 2 PJ, che equivalgono a circa 70.000 tonnellate di carbone o 100 milioni di m<sup>3</sup> di gas naturale.

Il primo sistema sperimentale HDR fu realizzato negli USA (Fenton Hill) nei primi anni Settanta, e aprì la strada a numerosi studi e progetti pilota realizzati in vari paesi (Francia, Gran Bretagna, Germania, Giappone, Australia, *etc.*). Presto si riconobbe che le rocce calde secche profonde sono sempre interessate da reti di fratture naturali, e ciò diede impulso a nuovi progetti, oggi noti come *Enhanced Geothermal System* (EGS)<sup>3</sup>. In Europa, le ricerche più avanzate sono state svolte in Alsazia (Soultz-sous-Forêts, Francia, 1986), nell'ambito di un Progetto Europeo, che ha prodotto risultati notevoli sia dal punto di vista scientifico, sia applicativo. Questo progetto pilota EGS ha visto varie e complesse fasi di sviluppo, e sono stati

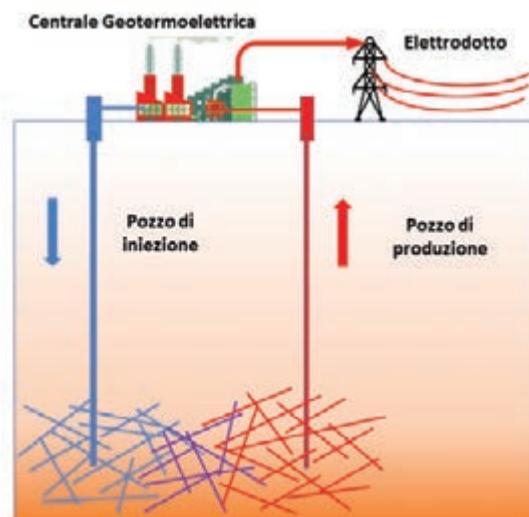


Figura 5. Schema concettuale di un sistema HDR (*Hot Dry Rocks*).

<sup>3</sup> Oggi, dal punto di vista pratico, il termine EGS si può considerare equivalente e sostitutivo del più vecchio termine HDR.

realizzati tre pozzi, uno dei quali perforato a oltre 5000 m di profondità. Oggi la centrale di Soultz-sous-Forêts produce elettricità utilizzando un ciclo binario ORC, e ha una capacità lorda installata di 1,7 MW<sub>e</sub>.

## Recenti sviluppi del settore geotermico

L'energia geotermica costituisce oggi meno dell'1% della produzione mondiale di energia (0,23% dell'energia primaria e 0,35% della generazione elettrica). La potenza geotermoelettrica installata mondiale è pari a poco meno di 16 GW, e la produzione elettrica nell'anno 2019 si è attestata a circa 95 TWh (Fig. 6). Per confronto, si ricorda che il consumo elettrico annuo italiano è dell'ordine dei 300 TWh. La geotermia è dunque una fonte energetica marginale, utilizzabile solo in limitati contesti territoriali. Resta in ogni caso una potenzialità energetica da sfruttare laddove possibile, anche abbinandone le potenzialità del teleriscaldamento o dell'utilizzo di acqua calda per usi diretti. Si ricorda che il primo utilizzo dell'energia geotermica ad alta entalpia, per la produzione di energia elettrica, è tutto italiano, e risale al 1904, quando il principe Piero Ginori Conti installò a Larderello, in provincia di Pisa, un piccolo gruppo turbina-alternatore alimentato con fluidi geotermici.

La distribuzione mondiale della potenza elettrica installata geotermica è distribuita in un numero limitato di Paesi, come illustrato nella Figura 7. Tuttavia, per alcuni singoli Paesi, come le Filippine e il Kenya, 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 oggi gravata da costi di installazione maggiori e da tempi di autorizzazione, sviluppo e realizzazione dei progetti più lunghi rispetto all'energia solare ed eolica. Di conseguenza, in molti Paesi, i progetti di sfruttamento dell'energia geotermica sono stati condizionati, e in alcuni casi dipendono tuttora, dagli incentivi governativi per poter competere sia con il gas naturale che con altre fonti rinnovabili.

L'energia geotermica è generalmente definita come risorsa rinnovabile. Tecnicamente, il fattore critico per definire la rinnovabilità di una risorsa geotermica è il ritmo di ricarica del calore e dei fluidi nelle rocce serbatoio. Se il ritmo di ricarica è pari al ritmo di produzione, o lo è almeno in un ordine di tempo comparabile con la produzione stessa, allora è possibile classificare

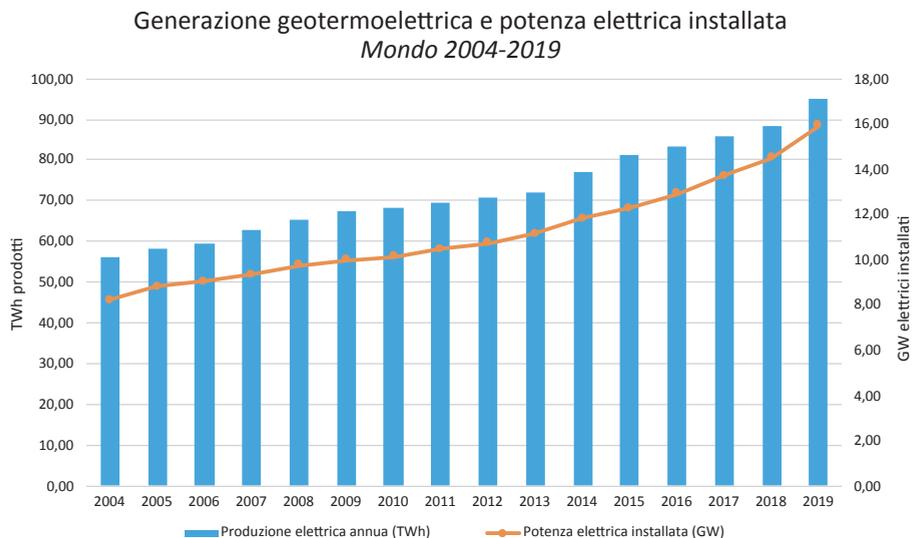


Fig. 6. Produzione elettrica annua (TWh) e potenza elettrica installata (GW) di origine geotermica nel mondo. Rielaborato da dati IRENA 2019.

**Potenza geotermoelettrica installata, mondo 2019 (GW)**

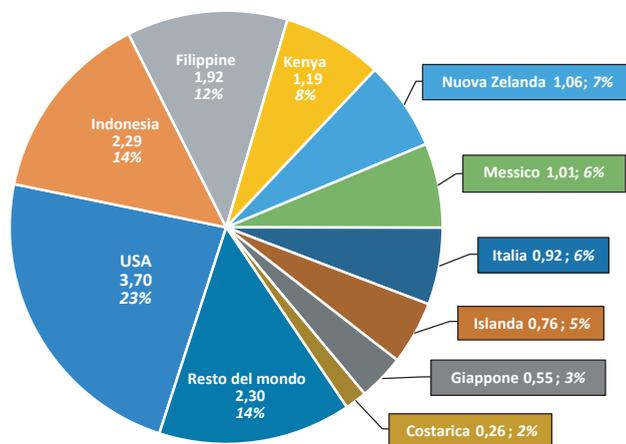


Fig. 7. Distribuzione della potenza elettrica installata di origine geotermica (GW), primi dieci Paesi del mondo. Rielaborato da dati IRENA 2019.

l'energia geotermica, o almeno quello specifico giacimento, come “rinnovabile”. Ovviamente, l'utilizzo di una risorsa geotermica può essere sostenuta indefinitamente solo se la risorsa si ricarica ad una velocità almeno pari a quello dello sfruttamento. Purtroppo, questa non è una caratteristica comune a tutti i giacimenti.

Lo sviluppo industriale del settore geotermico è stato ed è tuttora condizionato da quadri legislativi e normativi più o meno complessi, e dipendono, al pari dello sviluppo delle risorse petrolifere, dalla regolamentazione nel campo delle risorse minerarie, della conservazione e della tutela dell'ambiente. Tuttavia, il ritmo di sviluppo potrebbe accelerare, a causa della crescente necessità di decarbonizzare il più possibile il settore energetico e in particolare quello della produzione elettrica.

### **Geotermia “a bassa entalpia” (Geoscambio)**

Negli ultimi 20 anni si è fortemente sviluppato il settore della cosiddetta “geotermia a bassa entalpia”, una tecnologia applicata al campo civile finalizzata alla climatizzazione di infrastrutture abitative, commerciali o industriali. Non si tratta di tecnologie per la produzione di energia elettrica e/o di cogenerazione di calore, bensì di impianti, spesso condominiali o a servizio di abitazioni singole, in grado di sfruttare la capacità di accumulo termico del sottosuolo con l'ausilio di una pompa di calore, accoppiata all'impianto di riscaldamento o di raffrescamento. Altri termini, impropri a nostro avviso, che identificano questo campo di applicazione energetica sono “geotermia a bassa entalpia”, “mini geotermia”, “sistemi di geoscambio”, “geotermia superficiale”, *etc.* A livello italiano, si registra un crescente interesse per le tecnologie di geoscambio, come già accade da molto tempo nel Nord Europa, in Canada e negli Stati Uniti.

Occorre subito chiarire ancora una volta un possibile equivoco: la geotermia a “bassa entalpia” non riguarda tecnologie che utilizzano lo scambio di calore con fluidi endogeni profondi di origine crostale. È appunto uno “geoscambio” che prescinde dalla presenza o meno di un sistema geotermico idrotermale profondo, o dalla presenza locale di flussi di calore endogeno e/o gradienti di temperatura anomali. Non è quindi una fonte di energia primaria.

Questa tecnologia sfrutta il sottosuolo solamente per la sua caratteristica di essere un buon serbatoio di calore a temperatura mediamente costante, e

si applica principalmente in aree dove sono presenti terreni alluvionali sciolti, per via delle loro caratteristiche geotecniche, favorevoli alla realizzazione delle opere nel sottosuolo necessarie per realizzare lo scambio termico. La porzione di sottosuolo interessata dal geoscambio è quella a profondità dell'ordine di poche decine di metri, fino a un massimo di circa 100 m. Proprio per questo motivo, il termine "geoscambio" definisce in modo più corretto la natura, e i limiti, di questa interessante applicazione tecnologica in ambito energetico.

L'andamento della temperatura nelle prime decine di metri del terreno dipende dalla profondità, e non risente del gradiente geotermico. In generale, essa varia stagionalmente come illustrato nella Figura 8: tanto maggiore è la profondità, tanto minore è l'oscillazione della temperatura nel corso dell'anno. Già a pochi cm di profondità le oscillazioni termiche giornaliere non sono più avvertibili, e a 5 m 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, in-

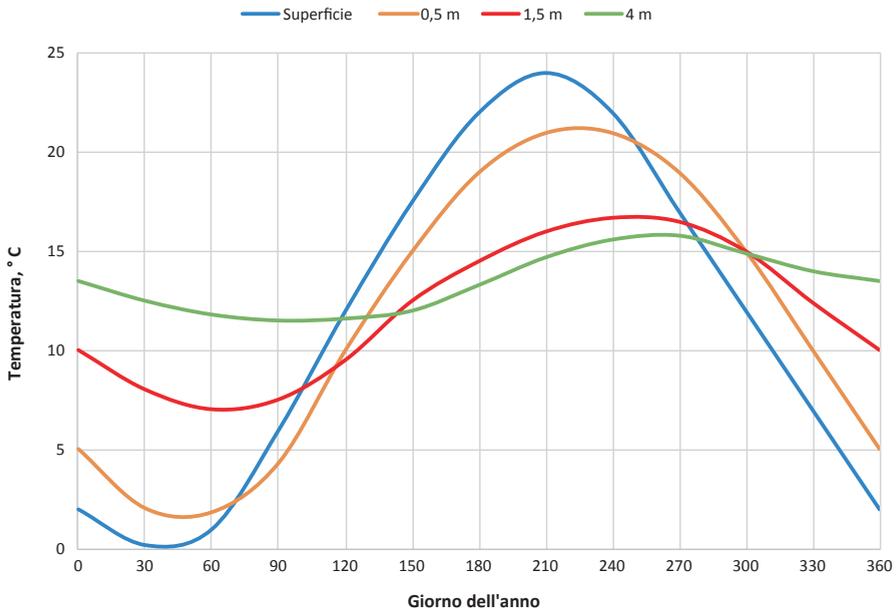


Fig. 8. Andamento qualitativo stagionale della temperatura nel terreno superficiale in funzione della profondità. Area di riferimento: Pianura Padana.

torno a 12-14°C. Questa risorsa a bassa temperatura, a limitata profondità, è disponibile praticamente ovunque, ed è di grande interesse dal punto di vista energetico.

In pratica, in inverno a pochi metri di profondità è disponibile un grande volume di materiale (il terreno) a temperatura nettamente superiore a quella dell'aria esterna, mentre in estate lo stesso materiale si trova a temperatura decisamente inferiore all'aria esterna. In estate, la temperatura del sottosuolo sarebbe sufficiente a raffrescare gli edifici, ad es., facendo passare nel sottosuolo grandi tubazioni per la ventilazione degli interni. Viceversa, in inverno una temperatura di 12°C, per quanto nettamente superiore alla temperatura dell'aria esterna nei giorni più freddi dell'anno, non è sufficiente a garantire condizioni di benessere all'interno degli edifici. Uno scambio termico diretto come quello appena descritto, a parte la sua complessità costruttiva, non è quindi una soluzione tecnologica accettabile.

Fortunatamente, esiste una macchina termica che permette di sottrarre calore al terreno, tramite un opportuno ciclo termodinamico, e di trasferirlo all'interno degli edifici, innalzandone la temperatura, con un certo dispendio di energia elettrica: la “pompa di calore geotermica” (vedi sotto). Essa sfrutta il terreno superficiale o l'acqua della prima falda acquifera come mezzo da cui prelevare o disperdere calore.

Un impianto di geoscambio (o impianto geotermico a bassa entalpia) è un impianto realizzato per la climatizzazione di edifici che si avvale della possibilità di realizzare uno scambio termico tra l'edificio e la prima porzione del sottosuolo tramite una pompa di calore. In pratica, nei mesi invernali il calore del sottosuolo è trasferito all'interno dell'edificio; viceversa, nei mesi estivi il calore in eccesso all'interno dell'edificio è pompato nuovamente nel sottosuolo. Le pompe di calore geotermiche, macchine oggi ottimizzate ai fini applicativi delle tecniche di geoscambio, possono essere installate quasi ad ogni latitudine, anche se sono particolarmente diffuse soprattutto nei Paesi in cui vi è abbondanza di energia elettrica a basso costo.

### *Pompe di calore “geotermiche”*

Una pompa di calore è una macchina capace di scambiare l'energia termica proveniente da una sorgente a temperatura minore verso una sorgente a temperatura maggiore, utilizzando energia fornita dall'esterno, nella maggior parte dei casi energia meccanica fornita da un motore elettrico. Un frigorifero

o un condizionatore sono le macchine più diffuse che sfruttano il principio delle pompe di calore. Nel campo della climatizzazione degli edifici, i moderni “condizionatori” sono in effetti delle pompe di calore “aerotermitiche”, cioè scambiano calore con l’aria esterna, apportando calore (riscaldamento) o estraendo calore (raffreddamento) da un edificio.

Una pompa di calore “geotermica” è una macchina che in inverno sfrutta la differenza di temperatura fra una “sorgente” a temperatura inferiore, il sottosuolo, e un “punto caldo” a temperatura superiore, l’edificio. La pompa di calore geotermica è una macchina reversibile, e quindi in estate il ciclo si inverte, trasferendo calore dall’edificio al sottosuolo.

Il rapporto tra il calore prelevato o immesso (“pompato”) nell’edificio e il consumo di energia (di norma energia elettrica) necessaria per questa operazione è detto COP (*Coefficient Of Performance*, coefficiente di prestazione). Il coefficiente di prestazione di una pompa di calore è valutato mediante il confronto tra la potenza termica utile in uscita dal condensatore ( $Q$ ) con la potenza fornita al compressore ( $W$ ):

$$\text{COP}_{\text{riscaldamento}} = (Q + W) / W$$

$$\text{COP}_{\text{raffrescamento}} = Q / W$$

Come si può facilmente notare da queste definizioni, il COP, diversamente dal rendimento termodinamico, può assumere valori maggiori di 1, dal momento che, oltre alla potenza fornita, è presente anche la potenza trasferita dalla “sorgente” verso il “punto caldo”. Per le pompe di calore geotermiche, il COP è di norma compreso fra 3 e 4, e si abbassa al diminuire della temperatura della sorgente  $T_s$ . Minore è la differenza di temperatura tra sorgente e punto caldo, maggiore è il COP. In un caso reale, una pompa di calore che ha COP = 3,3 a temperatura della sorgente  $T_s = 10^\circ\text{C}$ , diminuisce il suo rendimento, raggiungendo COP = 2,3 a  $T_s = -8,3^\circ\text{C}$ .

In altri termini, COP = 3 significa che per ogni 3 kW termici resi disponibili all’interno dell’edificio, si consuma solo 1 kW elettrico. Per confronto, una stufa elettrica ha un COP<sub>teorico</sub> molto prossimo a 1 (anche se non ha senso fisico in questo caso parlare di COP, ma piuttosto di rendimento termodinamico), cioè per ogni unità di energia elettrica fornita alla stufa, essa immette nell’ambiente la stessa energia sotto forma di calore (a meno delle perdite

di energia per muovere l'aria). Se forniamo la stessa unità di energia ad una pompa di calore, essa sarebbe in grado di trasferire all'ambiente una quantità maggiore di energia sotto forma di calore, quantità esattamente pari al suo COP, che è sempre maggiore di 1.

Rispetto alle pompe di calore aerotermiche, cioè i “normali” condizionatori domestici che utilizzano l'aria atmosferica come sorgente, le pompe di calore geotermiche hanno il vantaggio di utilizzare come sorgente la prima porzione del sottosuolo, a bassa profondità, che subisce variazioni annuali di temperatura molto minori rispetto a quelle dell'aria esterna. In altre parole, il sottosuolo, rispetto all'aria esterna, è più caldo nella stagione invernale e più fresco in quella estiva, a vantaggio del rendimento (COP) della pompa di calore. L'alternanza del funzionamento stagionale della pompa di calore permette di non raffreddare eccessivamente il volume di sottosuolo in cui sono collocate le “sonde geotermiche”, necessarie per lo scambio termico con il sottosuolo.

Poiché 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), gli impianti di geoscambio sono classificati come installazioni a “energia rinnovabile”, anche se ovviamente la pompa di calore consuma notevoli quantitativi di energia elettrica, che normalmente è prodotta utilizzando i tradizionali combustibili fossili.

Un esempio: è noto che il rendimento globale del sistema italiano di generazione elettrica da fonti fossili è di circa il 40%, e quindi la produzione di 1 kWh elettrico necessita il consumo di  $1/0.4 = 2.5$  kWh termici. Se si utilizza una pompa di calore che lavora a COP compreso tra 3 e 4, allora, per “pompare” all'interno di un edificio 3 o 4 kWh termici la pompa consuma 2.5 kWh termici (cioè quelli che erano serviti per produrre 1 kWh elettrico effettivamente assorbito dalla pompa di calore). Di conseguenza, l'efficienza di una pompa di calore, in termini di energia primaria, varia tra il 120% (COP = 3, ovvero  $3/2.5 = 1.2$ ) e il 160% (COP = 4, ovvero  $4/2.5 = 1.6$ ). Se confrontata con una caldaia a condensazione per riscaldamento domestico, le cui migliori versioni hanno un rendimento prossimo al 95%, una pompa di calore permette quindi un risparmio energetico primario compreso tra il 25% e il 45%.

Per rendere l'impianto più compatibile con l'ambiente ed energeticamente autosufficiente, si potrebbe anche pensare di abbinare la pompa di calore ad un impianto fotovoltaico, che produce l'energia necessaria per alimentare la pompa stessa. Si tratta di soluzioni sempre più applicate, laddove è possibile

installare sia l'impianto fotovoltaico, sia l'impianto di geoscambio, considerandone però i costi di investimento di entrambe le installazioni.

### *Tipologie di impianti*

Nei moderni impianti geotermici a bassa entalpia, lo scambio di calore avviene tra il sottosuolo e l'interno dell'edificio. Per questo si dovrebbe usare il termine più appropriato di impianti di "geoscambio". Il geoscambio può realizzarsi in tre modi, che avvengono tramite impianti tecnologicamente diversi: a) "impianti a circuito chiuso", nei quali lo scambio termico tra pompa di calore e sottosuolo è indiretto, e realizzato tramite un circuito termoidraulico secondario con un fluido termovettore; b) "impianti a circuito aperto", nei quali si preleva acqua di falda, a temperatura costante, con cui si effettua lo scambio termico: l'acqua è successivamente reimpressa in falda a temperatura inferiore (in inverno) o superiore (in estate); c) "impianti a scambio diretto", nei quali il circuito dell'evaporatore e del condensatore della pompa di calore viene posto direttamente a contatto con il sottosuolo; si tratta di sistemi oggi poco diffusi, e in alcuni Paesi non sono ammessi, a causa del rischio ambientale di fuoriuscita del gas refrigerante o di lubrificante dalla pompa stessa, che potrebbe gravemente contaminare il sottosuolo e le falde acquifere. Di seguito si danno maggiori dettagli relativamente ai tipi di impianti oggi più diffusi.

*Impianti a circuito chiuso* (Fig. 9, a sinistra). La maggior parte degli impianti di geoscambio è composta da tre circuiti chiusi: 1) circuito di climatizzazione; 2) circuito della pompa di calore, o circuito primario; 3) circuito di scambio termico col sottosuolo, o circuito secondario. Il circuito secondario è solitamente realizzato con fasci tubieri in polietilene ad alta densità, all'interno dei quali si utilizzano miscele di acqua e fluidi antigelo, come glicole propilenico, glicole etilenico, *etc.* Oggi sempre più di frequente si usano fluidi a minor impatto ambientale, per minimizzare i danni al sottosuolo in caso di rottura di uno o più fasci tubieri. Il circuito secondario può essere installato orizzontalmente a profondità comprese tra 1 e 3 m, oppure verticalmente in perforazioni effettuati appositamente (sonde geotermiche) oppure all'interno dei pali di fondazione (pali geotermici).

*Impianti a circuito aperto* (Fig. 9, a destra). In questo tipo di impianto, per lo scambio termico del circuito secondario si utilizza acqua sotterranea oppure, sebbene in casi rari, acqua di fiumi, laghi, stagni o torrenti. L'acqua utilizzata per

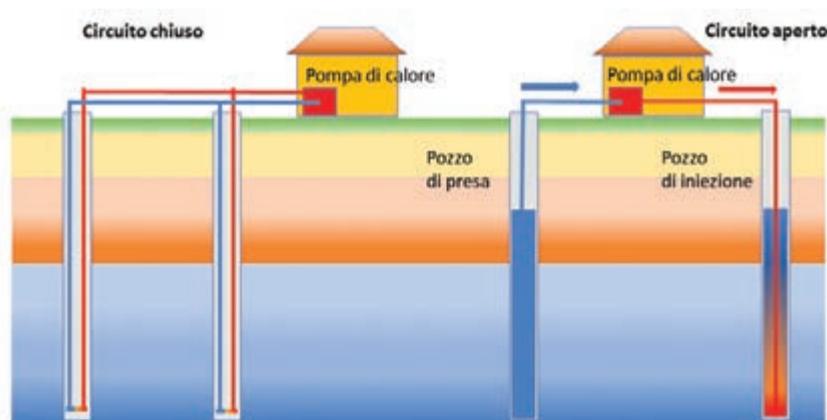


Fig. 9. Tipica installazione di un impianto di geoscambio a circuito chiuso (a sinistra) e aperto (a destra), applicata al campo civile.

lo scambio termico (raffreddata o riscaldata a seconda delle stagioni) è poi reiniettata nel sottosuolo o ripompata nel corpo idrico superficiale di provenienza. Di norma, si utilizza acqua sotterranea prodotta da pozzi che interessano gli acquiferi più superficiali. I pozzi devono essere almeno due, uno di prelievo (pozzo di presa) e uno di iniezione (pozzo di iniezione), e quindi devono essere perforati a una distanza sufficiente, in modo da evitare cortocircuiti termici. Il cortocircuito termico avviene quando il volume d'acqua termicamente alterata (*plume* termico) circostante il pozzo di iniezione raggiunge il pozzo di prelievo. Il vantaggio degli impianti a circuito aperto rispetto a quelli a circuito chiuso sono almeno due: 1) poiché l'acqua sotterranea è in movimento e non risente degli scambi termici stagionali (a meno di indesiderabili corto-circuiti termici), la pompa di calore funziona con COP alti; 2) i costi di installazione sono minori, almeno per gli impianti di potenza associati a grandi edifici, e gli spazi occupati dai pozzi sono minori rispetto a quelli occupati dalle sonde geotermiche, soprattutto se si tratta di sonde orizzontali. Gli svantaggi sono ovviamente legati alla presenza di un acquifero sotterraneo, non sempre presente dappertutto e a profondità modeste. Inoltre, sono ancora da chiarire e da gestire i possibili problemi di interazione/alterazione permanente tra temperatura dell'acquifero e impianto di geoscambio: per questo motivo, la regolamentazione dal punto di vista legislativo e normativo è ancora in divenire, e ancora non esiste un quadro nazionale unico di riferimento.

Come accennato, gli impianti di geoscambio non necessitano la presenza di condizioni geologiche particolari, perché non sfruttano né sorgenti naturali d'acqua calda, né zone in cui il terreno ha temperature più alte della media, ma solo la capacità della prima porzione del sottosuolo a conservare una temperatura mediamente costante nel susseguirsi delle stagioni. Per questo motivo, in aree caratterizzate da climi freddi, dove il consumo dell'edificio è sbilanciato a favore del riscaldamento, in inverno il sottosuolo potrebbe congelarsi a causa dell'eccessivo prelievo di calore: in questi casi, potrebbe essere vantaggioso, ma costoso, abbinare la pompa di calore a un numero adeguato di pannelli solari termici, per immagazzinare calore aggiuntivo nel sottosuolo durante i mesi estivi. Una mancanza o insufficienza di ricarica termica estiva determina una resa della pompa di calore progressivamente sempre minore, con esiti insoddisfacenti per gli utenti.

### *Sonde geotermiche*

Negli impianti a circuito chiuso, lo scambio di calore tra l'edificio e il sottosuolo (o meglio, tra i terminali del circuito dell'impianto termico dell'edificio) si realizza con dispositivi detti sonde geotermiche (Fig. 10). Le sonde geotermiche servono per movimentare l'energia termica del sottosuolo: solitamente si tratta di almeno due coppie di tubi a circuito chiuso foggiate ad U, realizzati

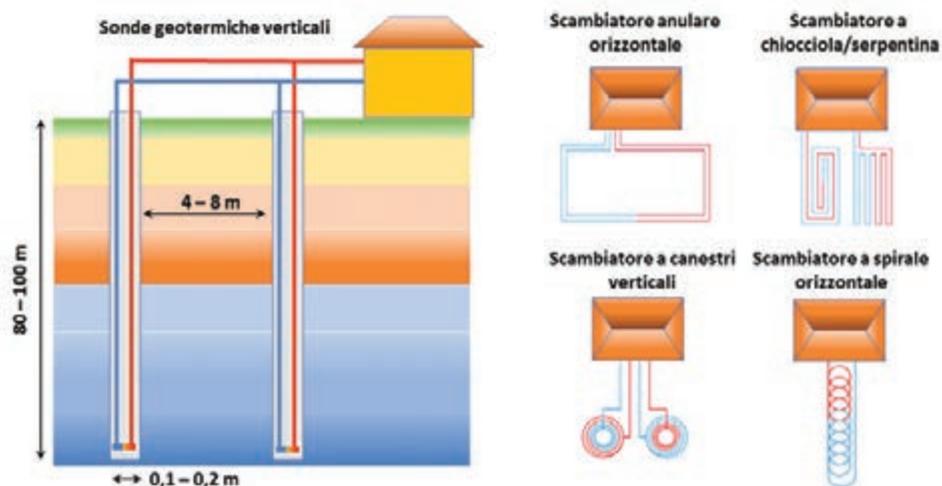


Fig. 10. Sonde geotermiche a circuito chiuso. A destra, varie tipologie di sonde-scambiatori orizzontali; a sinistra, sonde geotermiche verticali.

con materiali con alta trasmittanza termica (di norma polietilene) in cui fluisce un liquido che scambia calore e lo trasporta in superficie o, viceversa, lo trasferisce nel sottosuolo. Attualmente le sonde più diffuse sono di tre tipi: verticali, orizzontali, o compatte. Le sonde verticali sono posta in opera nel sottosuolo, per mezzo di macchinari di perforazione, fino a profondità dell'ordine di 10-100 m. Si tratta di sistemi di scambio termico con il sottosuolo/falda che non prevedono prelievo di acqua di falda, e hanno una potenzialità termica dell'ordine di 30-80 W per ogni metro lineare di sonda. Una particolare importanza è rivestita dal materiale di riempimento dello spazio interposto tra il pozzo e la sonda stessa (*grout* geotermico), che deve avere ben determinate caratteristiche di conducibilità termica.

Per l'installazione di sonde orizzontali è invece necessario disporre di un terreno sciolto sufficientemente pianeggiante, nel quale i tubi sono posati in uno scavo di bassa profondità, solitamente pochi m, ma è possibile l'installazione anche sul fondo di laghetti o stagni artificiali o naturali: in questo caso, il sistema sfrutta anche la capacità termica dell'acqua, a discapito della fauna e flora acquatiche. Le sonde orizzontali sono realizzate con fasci di tubature immerse nel terreno sciolto superficiale, a profondità variabili fra 2 e 8 m, se possibile incorporate nelle fondazioni dell'edificio stesso, ma molto più spesso realizzate a fianco dell'edificio. Questi sistemi di scambio termico hanno una potenzialità termica dell'ordine di 15-35 W/m<sup>2</sup> di superficie occupata dal campo sonde.

Oggi sono in fase di sperimentazione anche sistemi di sonde "compatte", i cosiddetti *basket* geotermici, ovvero "canestri" cilindrici di altezza compresa tra 2 e 3 m e diametro tra 1 e 2 m, contenenti una tubazione a spirale, e inseriti in appositi scavi realizzati nel terreno superficiale. Sembra che quest'ultima soluzione possa avere una potenzialità termica quasi doppia rispetto alle sonde orizzontali.

I costi di installazione di un impianto geotermico a bassa entalpia per uso civile sembrano ancora maggiori rispetto alle soluzioni convenzionali, come una caldaia a metano o a gasolio. Tuttavia i minori costi di manutenzione sembrano permettere un tempo di pareggio dell'ordine di 10 anni, considerando però una vita utile dell'impianto non minore di 25-30 anni. Nel 2019 in Europa erano operative circa 2 milioni di pompe di calore geotermiche, di cui quasi la metà installate nella sola Germania e Svezia; negli USA sono quasi 1 milione (Fonte: *European Geothermal Energy Council*, [www.egec.org](http://www.egec.org)).

In Italia, l'ostacolo principale alla diffusione dei sistemi a geoscambio è rappresentato dall'incertezza sia economica che normativa, pur riscontrando in ambito prettamente tecnico qualche passo in avanti a seguito dell'azione di coordinamento dell'Ente Italiano di Unificazione (UNI), oltre che dalla ancora non completa definizione degli obiettivi di tutela ambientale. I problemi che devono essere affrontati in fase di progettazione ambientali dei sistemi a pompe di calore geotermiche sono quelli relativi alla possibile alterazione della circolazione idrica sotterranea (interconnessione accidentale degli acquiferi in fase di perforazione dei pozzi geotermici), all'eccessivo raffreddamento o riscaldamento del terreno e dell'acquifero, all'utilizzo alternativo della preziosa risorsa "acqua sotterranea" negli impianti a circuito aperto. La progettazione integrata in termini energetici ed ambientali e la qualificazione degli operatori del settore, sia per l'installazione degli impianti che per la perforazione dei pozzi geotermici, potranno certamente consentire un maggior utilizzo di questa tecnologia.



## CAPITOLO 15

### LA CATTURA, L'UTILIZZO E LO STOCCAGGIO GEOLOGICO DELLA CO<sub>2</sub>

Uno dei più importanti gas serra immessi nell'atmosfera dall'attività antropica è la CO<sub>2</sub>, che proviene principalmente dall'utilizzo di combustibili fossili. Il crescente tasso di concentrazione della CO<sub>2</sub> in atmosfera potrebbe essere ridotto in vari modi, uno dei quali consiste nella cattura della CO<sub>2</sub> nei principali punti di emissione e il suo stoccaggio nel sottosuolo, fuori dall'atmosfera. Una possibilità di stoccaggio molto studiata è l'iniezione di CO<sub>2</sub> in rocce porose e permeabili del sottosuolo, dove potrebbe rimanere confinata per tempi lunghi, a scala geologica. Questa tecnica, detta cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> (CCS, *Carbon Capture and Storage*), è l'applicazione di tecnologie consolidate, i cui fondamenti sono oggetto da oltre 30 anni di numerose applicazioni, non solo su siti pilota, ma anche in realtà industriali vere e proprie. Spesso questa tecnica viene proposta per la produzione di idrogeno (idrogeno blu ottenuto da metano) stoccando l'anidride carbonica prodotta in giacimenti di gas o petrolio esauriti o in via di esaurimento. Altrettanto spesso, questa tecnica viene considerata non ancora sviluppata, caratterizzata da alti costi e non trascurabili rischi ambientali. Tuttavia, le numerose sperimentazioni di campo e l'esperienza acquisita da svariati progetti pilota, nonché gli sviluppi tecnologici degli ultimi 10 anni nel campo dello stoccaggio di anidride carbonica, unite ai sempre più sofisticati e precisi metodi di monitoraggio ambientale e del sottosuolo, stanno aprendo nuovi scenari, anche europei, volti alla valorizzazione di questa tecnica come un'utile strategia di decarbonizzazione per una transizione energetica a breve e medio termine, compatibile con i principi dell'economia circolare, con effetti positivi su crescita e sviluppo complessivi. Ed è anche in questo senso che la tecnica

CCS è stata riconosciuta dall'Unione Europea come un'importante priorità di ricerca e sviluppo dell'Unione dell'energia, per raggiungere gli obiettivi climatici del 2050 in termini economicamente sostenibili.

Il clima sulla Terra è sempre stato soggetto a cambiamenti, secondo meccanismi non ancora completamente noti, e di certo continuerà a cambiare anche in futuro. Il problema è che nell'ultimo secolo le attività antropiche (civili, industriali e agricole), hanno prodotto un forte incremento della concentrazione di  $\text{CO}_2$  in atmosfera, che è verosimilmente legato alle dinamiche del clima. Si prevede che tale tendenza sarà accelerata e che, ai tassi attuali di incremento della concentrazione di gas serra, la temperatura media mondiale potrebbe aumentare tra 1,4 e 5,8°C entro l'anno 2100 e quella europea tra 2 e 6,3°C.

Dalla rivoluzione industriale in poi, l'uomo ha iniziato a immettere in atmosfera grandi quantità di gas serra, principalmente  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  e  $\text{N}_2\text{O}$  (protossido d'azoto); tali gas sono naturalmente presenti in atmosfera, ma le concentrazioni attuali sono fortemente incrementate dalle attività antropiche. Ad essi si aggiungono le emissioni di altri gas tipici dell'impronta tecnologica moderna, come clorofluorocarburi (CFC), halon, tetracloruro di carbonio, idroclorofluorocarburi (HCFC), idrobromofluorocarburi (HBFC), bromuro di metile, idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) ed esafluoruro di zolfo ( $\text{SF}_6$ ). Anche il generale aumento dell'ozono troposferico ( $\text{O}_3$ ) causato dalle emissioni di ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ) e da composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) contribuisce al riscaldamento globale.

Tra i gas serra, il contributo antropico maggiore è la  $\text{CO}_2$ , rilasciata dagli infiniti cicli tecnologici e industriali odierni, che utilizzano enormi quantità di energia, fino ad oggi prodotta principalmente da fonti fossili e dalla biomassa. Uno sbilanciamento non trascurabile viene anche dalle attività di disboscamento, che riducono la possibilità di assorbimento di  $\text{CO}_2$  a breve termine nelle biomasse. L'entità e le ripercussioni globali del cambiamento climatico non sono note con certezza, sebbene siano stati formulati numerosi modelli matematici più o meno condivisi per lo studio di questo complesso problema. Le scelte tecnologiche oggi disponibili per la possibile stabilizzazione dei livelli di  $\text{CO}_2$  nell'atmosfera sono le seguenti:

- riduzione dei consumi energetici, facendo leva principalmente sull'aumento dell'efficienza della conversione e/o dell'utilizzazione dell'energia;
- transizione a combustibili con minore contenuto in carbonio, come il gas naturale al posto del carbone;
- aumento dell'impiego di fonti di energia rinnovabili o del nucleare, che emettono minori quantità di  $\text{CO}_2$ ;

- rimozione della CO<sub>2</sub> dall'atmosfera tramite la capacità di assimilazione biologica di foreste e suoli, oppure catturando e stoccando industrialmente la CO<sub>2</sub> nel sottosuolo.

Le emissioni globali di CO<sub>2</sub>, legate a doppio filo al consumo di combustibili fossili, si attestano a oltre 33 Gt di CO<sub>2</sub> emesse nel 2019 (Fig. 1), in forte crescita dopo l'apparente stabilizzazione registrata negli anni 2014-15-16 e la lieve ripresa del 2017 (stime IEA; altre organizzazioni, come GCP-*Global Carbon Project*, forniscono stime leggermente superiori, dell'ordine di 37 Gt annue). Tra il 1980 e il 2019 le emissioni medie globali di CO<sub>2</sub> sono cresciute di circa il 50%, e nel 2016 la sua concentrazione in atmosfera ha superato stabilmente la soglia "psicologica" di 400 ppm (Fig. 2). I valori di concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera sono stati relativamente stabili durante gli ultimi 10.000 anni, mantenendosi su valori attorno a 280 ppm, in linea con le oscillazioni misurate durante le epoche precedenti, conservate nei ghiacci delle calotte dell'Antartico e della Groenlandia. Solo a partire dagli inizi del 1800, in coincidenza con lo sviluppo industriale energivoro basato sui combustibili fossili, la concentrazione di CO<sub>2</sub> ha iniziato a crescere con gradiente molto alto. Tale variazione è oggi misurabile con precisione e dalla fine degli anni Cinquanta è sistematicamente monitorata in vari osservatori del mondo. Nel 1973 i paesi membri dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo

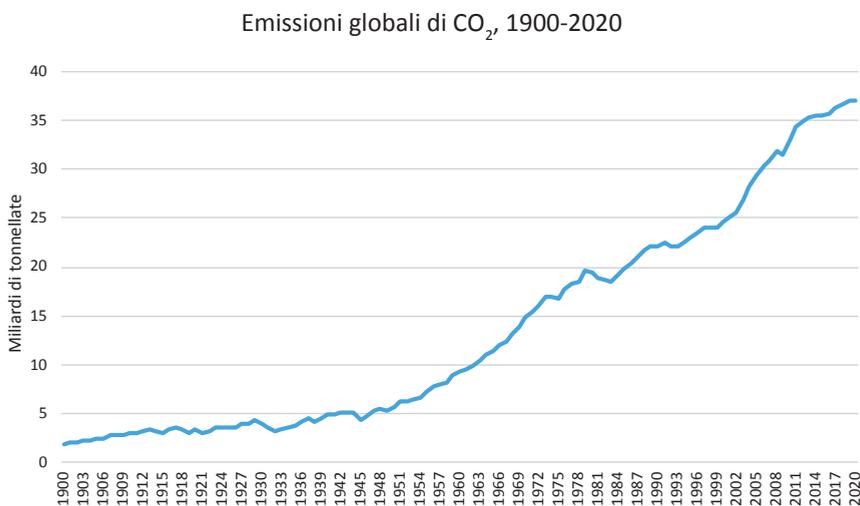
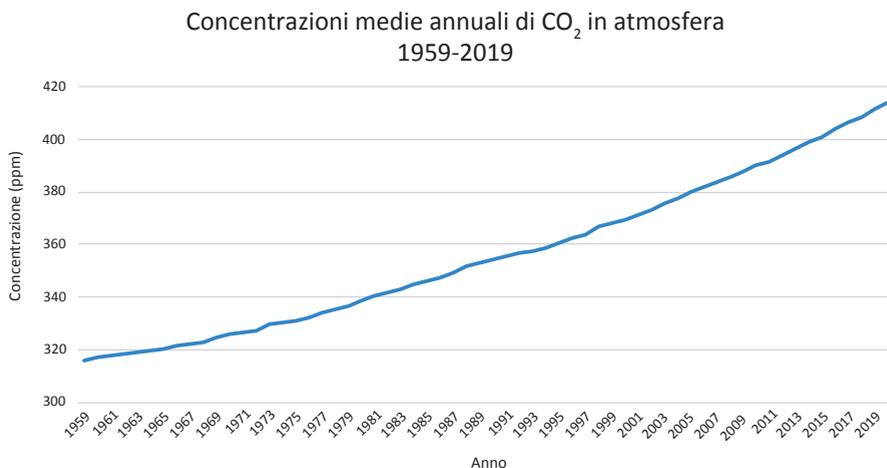


Fig. 1. Emissioni globali di CO<sub>2</sub>. (Rielaborazione dati *Global Carbon Project* (2019) e *ourworldindata.org*).



*Fig. 2. Andamento della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, anni 1959-2019, espressa come frazione molare rispetto all'aria secca, in mmol/mol (abbreviato, ppm). Fonte: rielaborazione dati NOAA Earth System Research Laboratories, Dr. Pieter Tans, NOAA/GML ([www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/](http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/)) and Dr. Ralph Keeling, Scripps Institution of Oceanography ([scrippsco2.ucsd.edu/](http://scrippsco2.ucsd.edu/)).*

Sviluppo Economico (OCSE) erano responsabili del 66% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>, aliquota oggi calata al 36% del totale mondiale. Ciò indica chiaramente come e dove si è spostata la domanda di energia, unita anche alla forte crescita demografica degli ultimi 50 anni, verificatasi principalmente in Paesi non OCSE.

Il dibattito circa le possibili conseguenze relative ai cambiamenti climatici è diventato di dominio pubblico nel decennio 1980-90, rendendo evidente il rischio globale cui è sottoposto il pianeta. A livello internazionale si rese quindi necessaria l'assunzione di azioni il più possibile coordinate, giungendo all'approvazione della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC, *United Nations Framework Convention on Climate Change*), tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992. Obiettivo di questa convenzione è cercare di limitare le emissioni di gas serra in atmosfera e, possibilmente, riportarle a un livello che permetta alle varie attività dell'uomo di non interferire sfavorevolmente nei confronti del sistema climatico. Questa convenzione obbliga i Paesi firmatari, almeno moralmente, a monitorare le loro emissioni e possibilmente a programmare strategie per la loro riduzione. La stessa convenzione prevede inoltre che i Paesi più industrializzati assistano e accompagnino i Paesi emergenti in questo percorso verso un futuro ambientalmente più virtuoso. La Conferenza delle Parti della UNFCCC svoltasi

a Parigi nel dicembre 2015 sembrò essere un punto di svolta decisivo nei confronti della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera, ma ciò si realizzerà solo quando i Paesi firmatari si impegneranno a rispettare le promesse.

La CO<sub>2</sub> generata dall'utilizzo di qualsiasi combustibile è oggi liberata in atmosfera, contribuendo all'aumento della sua concentrazione nel tempo. I macro-settori economici e industriali più coinvolti sono la produzione elettrica, l'industria manifatturiera, i trasporti e il riscaldamento domestico, settore, quest'ultimo, molto importante soprattutto in Europa, Nord America e Russia. A livello mondiale, due soli settori industriali producono quasi i due terzi delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>: quello della generazione elettrica e di calore (40%) e quello dei trasporti (20%).

La produzione elettrica è un'importante fonte di emissioni generate sul territorio da grandi sorgenti puntiformi, ovvero concentrate e molto ben localizzate; ciò è un aspetto molto importante dal punto di vista pratico ed economico per poter mettere in atto tecniche di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Circa la quantità di CO<sub>2</sub> emessa per unità di energia elettrica prodotta, si calcola che le emissioni del settore termoelettrico ammontino in media a circa 750 g CO<sub>2</sub>/kWh per una centrale a carbone e 380 g CO<sub>2</sub>/kWh per una centrale a gas naturale. La CO<sub>2</sub> è emessa anche da altre grandi sorgenti puntiformi industriali nel settore energetico, quali le raffinerie, l'industria del carbone, la produzione di greggio e gas naturale, nonché da altri comparti del settore industriale cosiddetto "pesante" (siderurgia, produzione del cemento, della carta, industria chimica, *etc.*). Tuttavia, il settore più critico in termini di emissioni è quello del riscaldamento domestico e quello dei trasporti. Infatti, in antitesi con il settore della produzione elettrica e dell'industria pesante, le emissioni collegate a questi settori sono singolarmente di piccola entità e "diffuse" sul territorio (riscaldamento) nonché "mobili" per loro natura (trasporti): si pensi alle singole automobili, alle navi, agli aerei, *etc.* Allo stato attuale, non vi sono tecnologie adeguate per la cattura di queste emissioni diffuse e mobili.

## **Tecnologie di cattura**

Le possibilità tecnologiche più avanzate per la cattura della CO<sub>2</sub> emessa da grandi sorgenti puntiformi e localizzate che utilizzano la combustione di fonti fossili sono le seguenti:

- Cattura post-combustione dai gas di scarico provenienti da una combustione di tipo tradizionale. Si tratta del sistema di cattura concettualmente più facile, ma non è certamente quello più economico. I sistemi proposti prevedono la separazione della  $\text{CO}_2$  dal flusso dei fumi di combustione tramite processi di assorbimento chimico con appositi solventi. Si ricorda che la concentrazione della  $\text{CO}_2$  nei fumi di combustione è piuttosto modesta, dell'ordine del 10% in volume, la restante parte essendo l'azoto presente nell'aria che ha alimentato la combustione. Questa tecnologia ha il vantaggio di poter essere impiegata anche su impianti già esistenti.
- Cattura pre-combustione da un flusso di gas proveniente da un impianto di gassificazione (ad es., carbone). Il processo consiste nel preparare un combustibile gassoso sintetico (*syngas*) in un ambiente in pressione e privo di azoto, separando la  $\text{CO}_2$  del combustibile in questo stadio. Ciò permette di evitare il problema dell'alta concentrazione di azoto nei gas di combustione. Si tratta di un processo più complesso di quello pre-combustione, ma è relativamente più efficiente.
- Cattura tramite l'applicazione della combustione *oxy-fuel*, una particolare tecnologia di combustione in cui il combustibile è bruciato direttamente con ossigeno invece che con aria. In questo modo si evita l'introduzione dell'azoto nel sistema di combustione: la tecnica è nota anche come “denitrogenazione”.

Uno schema a blocchi semplificato delle tre tecnologie è illustrato in Fig. 3, che si riferisce a un sistema per la generazione elettrica alimentato a combustibili fossili. Un'alternativa ai processi sopra descritti, oggetto di numerosi studi e sperimentazioni, è la possibilità di separare la  $\text{CO}_2$  tramite membrane. Si ricorda che le membrane sono strutture porose che possono essere permeate selettivamente da alcune specie gassose, le quali filtrano attraverso i pori in modo diverso in base al tipo di gas. Ad oggi, però, le membrane per la cattura della  $\text{CO}_2$ , non sono ancora un'alternativa realistica rispetto all'assorbimento chimico, anche per problemi legati alla necessità di spendere ulteriore energia per generare il differenziale di pressione necessario per permettere il flusso di gas attraverso la membrana. Infine, si ricorda che un'ulteriore possibilità, tuttora in sperimentazione e di valutazione economica, è la separazione della  $\text{CO}_2$  tramite processi criogenici.

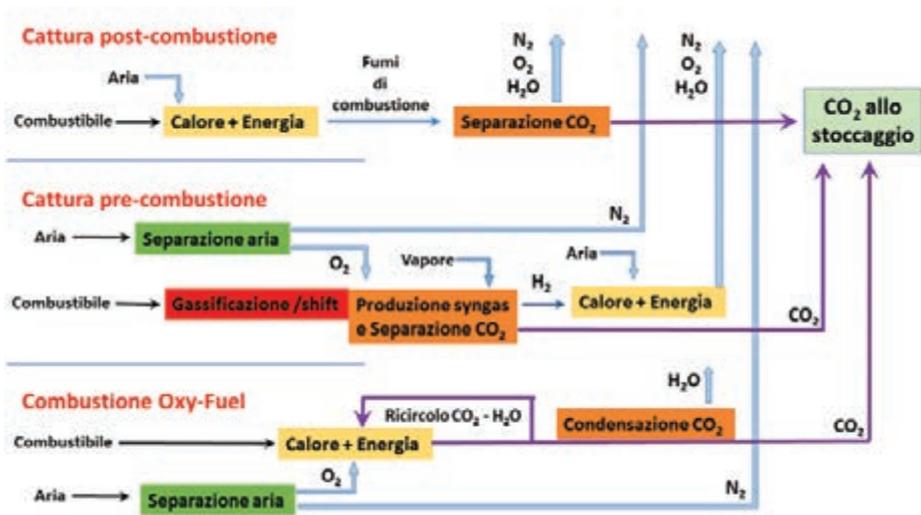


Fig. 3. Principali tecnologie per la cattura della CO<sub>2</sub>.

La rimozione della CO<sub>2</sub> proveniente da impianti industriali alimentati a combustibili fossili richiede anche la realizzazione di un'infrastruttura su larga scala per il suo trasporto verso i siti di stoccaggio, che possono essere distanti anche centinaia di km. Il trasporto della CO<sub>2</sub>, per scopi anche diversi dalla CCS, è fortunatamente già una realtà industriale applicata in molti progetti realizzati in vari Paesi del mondo. Ad es., negli USA esistono diverse migliaia di km di condotte per il trasporto della CO<sub>2</sub>, utilizzate nel recupero assistito di petrolio greggio (*Enhanced Oil Recovery*, vedi oltre).

Purtroppo, la cattura della CO<sub>2</sub> dagli impianti di combustione è oggi un costo aggiuntivo ritenuto insostenibile, che limita fortemente l'applicazione delle tecniche CCS nel campo della generazione elettrica. In altri processi industriali, come il trattamento del gas naturale e la produzione di CO<sub>2</sub> ad alta purezza (per l'industria chimica e alimentare), la CO<sub>2</sub> è già catturata come parte integrante del processo, e il maggior costo di un progetto CCS è solo quello riguardante la compressione, il trasporto e lo stoccaggio nel sottosuolo, oggi realizzabili con costi assai minori di quello della cattura.

Un progetto CCS "percorribile" a scala commerciale (che sarebbe il primo del suo genere) è la sfida principale e il fattore chiave dell'industria della generazione elettrica tradizionale. Gli ostacoli principali sono gli alti costi iniziali di

investimento e i costi operativi, in parte imputabili anche alla maggior quantità di energia necessaria per realizzare il processo di cattura della CO<sub>2</sub>. Alcuni progetti pilota stanno sperimentando la cattura su impianti di generazione elettrica in centrali a carbone, da cui però traspare la necessità di una maggior esperienza operativa rispetto allo stato della sperimentazione attuale. Nel prossimo futuro gli sforzi della ricerca dovranno riguardare gli studi per ridurre i costi di cattura, compresa la ricerca di processi di combustione più efficienti, eventualmente escogitando tecniche di cattura diverse da quelle proposte oggi, e ancora non del tutto note. Infine, la ricerca dovrà ulteriormente essere rivolta anche a progetti pilota di cattura nell'ambito dei processi industriali per la produzione di acciaio, cemento e nell'industria petrolchimica.

### **Stoccaggio geologico**

Per agire in maniera sensibile sull'aumento della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, i possibili serbatoi di stoccaggio geologico devono avere una capienza sufficiente a immagazzinare una frazione rilevante delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>. Tra le numerose scelte disponibili, solo pochi tipi di serbatoi hanno una capienza sufficiente e contemporaneamente offrono i necessari requisiti di sicurezza, ed in particolare: a) serbatoi naturali associati a formazioni geologiche profonde; b) fondali marini profondi. Riguardo quest'ultima categoria, teoricamente possibile ma ancora puramente speculativa, si ricorda che non ha mai avuto applicazioni, e che in Italia è categoricamente esclusa dal Decreto Legislativo 14/09/2011, n. 162, Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, che all'art 2, comma 2, recita: "è vietato lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> nella colonna d'acqua".

Lo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> richiede valutazioni molto attente della geologia e dei regimi idrogeologici, oltre allo studio dei rischi potenziali e alla pianificazione degli interventi nel caso si registrino fughe di CO<sub>2</sub> verso i livelli superficiali. Risulta necessario affrontare una serie di questioni cruciali non solo dal punto di vista tecnico ed ambientale, ma anche economico, legislativo/normativo e sociale; questioni relative alla: 1) definizione delle modalità di selezione del sito di stoccaggio; 2) valutazione del tempo (in migliaia di anni) di intrappolamento della CO<sub>2</sub> nel serbatoio; 3) valutazione della quantità di CO<sub>2</sub> iniettabile e relative modalità di iniezione; 3) valutazione delle tecniche di moni-

toraggio degli spostamenti della CO<sub>2</sub> nel serbatoio e di eventuali punti di fuga; 4) modalità di intervento operativo laddove si verificassero fughe verso strati superficiali; 5) definizione gli strumenti di informazione e di consenso dell'opinione pubblica; 6) valutazione dei costi dell'operazione.

Esistono tre tipologie di serbatoi naturali associati a formazioni geologiche profonde abbastanza diffuse, e che hanno un adeguato potenziale di stoccaggio e confinamento della CO<sub>2</sub>:

- Giacimenti di greggio o di gas naturale (esauriti o in via di esaurimento).
- Acquiferi salini profondi.
- Strati di carbone non coltivabili.

Le indagini condotte fino ad ora hanno evidenziato che esistono considerevoli capacità di stoccaggio. Secondo valutazioni dell'IPCC, i volumi disponibili su scala mondiale nei giacimenti di idrocarburi esauriti sono dell'ordine di 700-900 Gt, un volume pari alle emissioni mondiali dei prossimi 25 anni. Il potenziale di stoccaggio offerto invece dagli acquiferi salini sembra essere molto superiore, anche di uno o due ordini di grandezza ([https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs\\_wholereport-1.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf)).

#### *Stoccaggio in giacimenti di greggio o di gas naturale*

I giacimenti di idrocarburi sono costituiti da rocce porose e permeabili ricoperte da rocce impermeabili. Oggi molti giacimenti di greggio o gas si stanno avvicinando alla fine della loro vita utile. Alcuni dei giacimenti che hanno terminato la loro vita utile, o che sono in via di esaurimento, possono funzionare come siti per lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> (Fig. 4), poiché hanno una serie di caratteristiche particolarmente adatte per questo scopo:

- sono caratterizzati da bassi costi di esplorazione geologica, già eseguita durante la vita produttiva;
- sono trappole geologiche comprovate, che hanno stoccato liquidi e gas per tempi geologici, dell'ordine dei milioni di anni;
- sono ben noti dal punto di vista geologico e giacimentologico;
- esiste il potenziale riutilizzo di alcuni impianti già esistenti a servizio dell'attività di produzione di idrocarburi, utili ai fini del trasporto e iniezione della CO<sub>2</sub>.

Lo stoccaggio di gas nel sottosuolo è parte integrante della filiera del gas naturale, che è oggi iniettato, immagazzinato in estratto da centinaia di campi di stoccaggio in

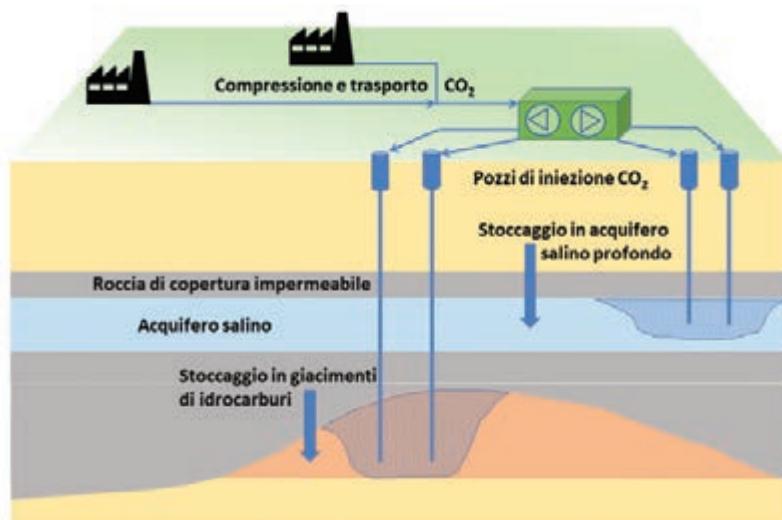


Fig. 4. Schema concettuale dello stoccaggio di CO<sub>2</sub> in acquiferi salini profondi (a destra) e in giacimenti di idrocarburi (a sinistra).

tutto il mondo. Alcuni campi a gas che hanno terminato la loro vita utile, o che sono in via di esaurimento, potrebbero essere facilmente adattati anche per lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Non da ultimo, si ricorda che lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> nei giacimenti di greggio ancora in produzione è un metodo che può portare a un maggior fattore di recupero, e pertanto a un vantaggio economico, riducendo il costo di stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Si tratta di una tecnologia molto ben consolidata a livello mondiale, nota come EOR (*Enhanced Oil Recovery*), con applicazioni da oltre 40 anni, che permette di aumentare considerevolmente il fattore di recupero del greggio. Tale soluzione, tuttavia, in Italia non sembra risolutiva nel lungo periodo, poiché l'ubicazione della maggior parte dei giacimenti di greggio, soprattutto quelli italiani, è lontana dai siti di produzione di CO<sub>2</sub> e la loro capacità di stoccaggio è relativamente limitata.

#### *Stoccaggio in acquiferi salini profondi*

Nel sottosuolo vi sono numerosi acquiferi che possono essere utilizzati per stoccare CO<sub>2</sub>. Essi sono in generale piuttosto profondi, contengono acque saline, e sono quindi inadatti alla produzione di acqua per scopi civili o industriali. La CO<sub>2</sub> può essere iniettata in pressione nell'acquifero attraverso uno o più pozzi; ciò porta a una parziale dissoluzione della CO<sub>2</sub> nell'acqua salata e a un parziale spiazzamen-

to dell'acqua da parte del fluido iniettato. La sicurezza dello stoccaggio deve essere garantita dalla presenza di una formazione impermeabile al passaggio della CO<sub>2</sub> (roccia di copertura), posta sopra la roccia serbatoio, analogamente a quanto avviene nei giacimenti di idrocarburi. Per l'iniezione della CO<sub>2</sub> in acquiferi salini profondi si utilizzano tecniche simili a quelle utilizzate per la re-iniezione di fluidi nei giacimenti di idrocarburi (Fig. 4). Nel tempo, parte della CO<sub>2</sub> si dissolve nell'acqua, e, secondo la natura della roccia, la CO<sub>2</sub> può anche reagire con i minerali della stessa, e formare carbonati, che contribuiscono allo stoccaggio in una forma ancora più duratura rispetto al dissolvimento nell'acqua salata.

La profondità dell'acquifero deve soddisfare a precisi requisiti: in genere per lo stoccaggio si considerano solo gli acquiferi posti sotto gli 800 m di profondità, almeno nelle zone a gradiente idrostatico normale, che corrisponde a una pressione di giacimento non inferiore a 80 bar. Ciò permette di stoccare una maggior quantità di CO<sub>2</sub>, poiché in queste condizioni termodinamiche la CO<sub>2</sub> si presenta come un fluido molto denso (dell'ordine dei 500 kg/m<sup>3</sup>), prossimo alla fase supercritica.

Attualmente, si sta iniettando quasi 1 Mt all'anno di CO<sub>2</sub> in un acquifero salino nel Mare del Nord norvegese. La CO<sub>2</sub> deriva dall'impianto per il trattamento del gas naturale prodotto nel giacimento *offshore* di Sleipner. Nelle normali pratiche industriali, questa CO<sub>2</sub> sarebbe stata semplicemente rilasciata in atmosfera, mentre in questo caso dimostrativo essa è stoccata nel sottosuolo, applicando accurati monitoraggi ambientali su vasta scala. Si tratta del primo caso (1996) di progetto a scala semi-industriale per stoccaggio della CO<sub>2</sub> in una formazione geologica profonda, concepito appositamente allo scopo di limitare l'emissione di gas serra. Altri giacimenti di gas in cui si sta applicando tale tecnica sono Snøvit (Norvegia), In Salah (Algeria), Gorgon (Australia). Vi sono però numerosi altri siti in cui la pratica della CCS è in fase di sperimentazione avanzata.

#### *Stoccaggio in strati di carbone non coltivabili*

Un altro metodo promettente dal punto di vista economico per lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> è offerto da strati profondi di carbone non coltivabili in modo economico con le tecniche minerarie tradizionali. È ben noto che la CO<sub>2</sub> si adsorbe negli strati carboniferi, e può essere immagazzinata permanentemente, a patto che il carbone non sia mai estratto. In particolare, oggi numerosi giacimenti di carbone non coltivabili sono sfruttati per la produzione del gas naturale associato al carbone. Negli USA, quasi il 10% della produzione di gas naturale proviene da tale fonte, e la tecnica è nota come CBM (*Coal Bed Methane*). Il metano è prodotto

da pozzi convenzionali, da cui si produce acqua e metano, liberato dalla matrice di carbone per depressurizzazione. I fluidi si muovono entro una rete di fratture naturali (*coal cleats*, derivate dagli sforzi tettonici cui solitamente sono sottoposti gli strati carboniferi) o da fratture eventualmente indotte artificialmente all'interno dello strato carbonifero.

Nel mondo esistono grandi riserve di carbone, e una parte potrebbe essere utilizzata per lo stoccaggio della  $\text{CO}_2$ , cioè quelle che non saranno interessate da attività minerarie tradizionali. La  $\text{CO}_2$  iniettata nel sottosuolo spiazza il metano adsorbito sul carbone; questo meccanismo comporta quindi anche l'incremento della produzione di metano. Infatti, la  $\text{CO}_2$  si adsorbe preferenzialmente sul carbone e, a sua volta, il metano si desorbe più rapidamente e in quantità maggiore rispetto alla sola liberazione associata alla diminuzione di pressione, incrementando così la velocità di produzione di metano. Ovviamente, la possibilità di iniettare, in tempi relativamente brevi, grandi volumi di  $\text{CO}_2$  negli strati di carbone è determinata, tra gli altri fattori, dalla permeabilità degli strati stessi. Questo processo (Fig. 5) è noto come metodo ECBM (*Enhanced Coal Bed Methane*), e il valore del gas naturale prodotto durante l'iniezione della  $\text{CO}_2$  potrebbe compensare, se non rendere addirittura

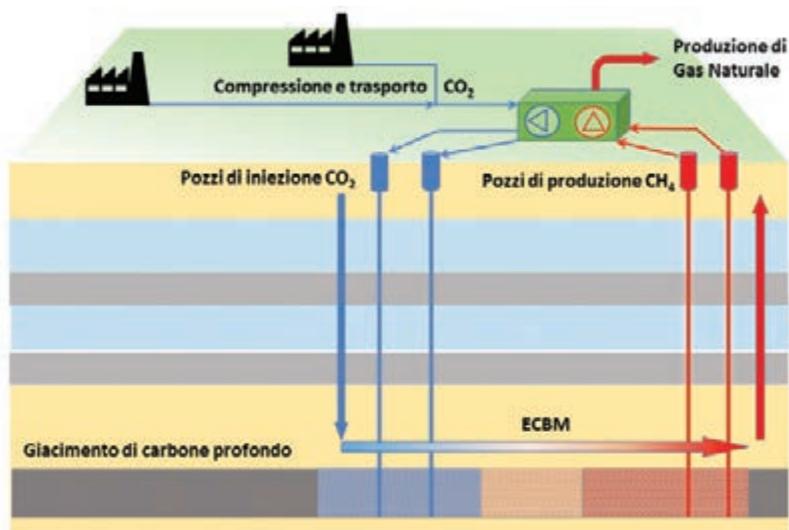


Fig. 5. Stoccaggio in strati di carbone profondi non coltivabili, metodo ECBM (*Enhanced Coal Bed Methane*)

ra positivo, il bilancio economico delle operazioni di CCS. Questa tecnica è attualmente solo in fase sperimentale, e non esistono stime condivise circa il volume di gas naturale che potrebbe essere producibile in futuro.

### **Cattura, stoccaggio e utilizzo della CO<sub>2</sub> (CCUS)**

Alla Cattura e Stoccaggio (CCS) della CO<sub>2</sub> si è aggiunta nel tempo la parola Utilizzo (CCUS), che prevede il riuso dell'anidride carbonica in diversi settori industriali. L'anidride carbonica è infatti una risorsa importante della natura, alla base del ciclo della fotosintesi e perciò della crescita di tutto il sistema vegetale, e per questo si stanno sviluppando una varietà di tecnologie che trasformano la CO<sub>2</sub> in prodotti di largo consumo, con i conseguenti vantaggi in termini di riduzione di emissioni e beneficio per l'ambiente. Queste tecnologie si configurano come validi approcci in un'ottica economia circolare, consentendo non solo di ridurre l'uso di fonti fossili e conseguenti emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche di favorire l'introduzione di energia rinnovabile nel ciclo energetico. La Tabella I elenca i progetti CCUS (*Carbon Capture Utilization and Storage*) a grande scala attivi nel mondo nell'anno 2020.

In particolare, si stanno sviluppando processi di mineralizzazione in cui la CO<sub>2</sub>, reagendo con fasi minerali naturali, viene trasformata in modo permanente in carbonati, utilizzabili in molti cicli produttivi tra cui quello della produzione di cementi e leganti. La trasformazione consiste nel fare reagire la CO<sub>2</sub> con sostanze minerali naturali, come i silicati di magnesio contenuti in numerose tipologie di rocce, per produrre carbonati di calcio o magnesio, che sarebbero poi stoccati permanentemente. Il processo di carbonatazione è a uno stadio iniziale di sviluppo, e attualmente i costi di tale tecnologia sono proibitivi. Già realizzati sono invece impianti per l'utilizzo della CO<sub>2</sub> come materia prima per la fabbricazione di carbonato e bicarbonato di sodio.

Un ulteriore filone tecnologico è la bio-fissazione della CO<sub>2</sub> mediante microalghe. Tutte le piante, in presenza di anidride carbonica e luce, effettuano la fotosintesi clorofilliana, che significa utilizzare CO<sub>2</sub> e produrre ossigeno. Inoltre, in tutto il mondo vegetale, le microalghe sono in grado di trasformare la massima quantità di anidride carbonica per unità di massa. Intensificando un processo naturale quale la fotosintesi, è possibile fissare la CO<sub>2</sub> e convertirla in biomassa secca. Tale biomassa, che è nota anche come "farina algale", è ricchissima di

proteine, oli e altre sostanze con importanti impieghi in ambito alimentare o della mangimistica, nutraceutica e cosmetica. Il contenuto in oli, inoltre, è potenzialmente utilizzabile come materia prima per le bioraffinerie: quindi, tramite le alghe si ha la possibilità di realizzare un esempio concreto di economia circolare, in cui è possibile decarbonizzare e ottenere prodotti di alta qualità e oli riutilizzabili in ampi cicli produttivi.

Le nuove tecnologie CCUS propongono inoltre sistemi razionali per l'accumulo di eccessi di energia attraverso la cattura della  $\text{CO}_2$  (da impianti industriali ed energetici) ed il suo riuso nella produzione di combustibili rinnovabili da utilizzare nella produzione di energia complementare a quella rinnovabile. Tali combustibili possono essere impiegati anche nel settore dei trasporti (navi, automobili e aerei) e nell'industria di processo evitando l'estrazione di ulteriore fossile dal sottosuolo e offrono un'opzione di chiusura del ciclo del carbonio emesso non solo dal settore industriale ma anche dal trasporto di lunga distanza marittimo, aereo e terrestre. La  $\text{CO}_2$  necessaria per la produzione di combustibile sintetico rinnovabile potrebbe provenire oltre che da impianti industriali ed energetici anche da navi cargo per il trasporto di lunga distanza. Si stanno studiando processi di decarbonizzazione di fumi provenienti da motori navali attraverso l'uso di sorbenti solidi a base di calcio, che verrebbero in seguito rigenerati sulla terraferma attraverso una reazione di calcinazione, liberando una corrente altamente concentrata di  $\text{CO}_2$ . La  $\text{CO}_2$  così catturata può essere convertita in idrocarburi sintetici (ad es., benzina, diesel, cherosene) che sono facilmente immagazzinabili, trasportabili e utilizzabili. La chiusura del ciclo del carbonio attraverso la produzione di combustibili sintetici richiede, però, una notevole quantità di energia per la produzione di idrogeno. Perché tale ciclo sia virtuoso e non incrementi quindi ulteriormente l'accumulo della  $\text{CO}_2$  in atmosfera e nell'idrosfera è necessario che l'energia richiesta provenga da fonti energetiche rinnovabili.

Paese	Progetto	Anno di inizio	Fonte di CO <sub>2</sub>	Capacità di cattura (Mt/anno)	Tipologia di stoccaggio
USA	Terrell natural gas plants	1972	Trattamento gas naturale	0.5	EOR
USA	Enid fertiliser	1982	Produzione fertilizzanti	0.7	EOR
USA	Shute Creek gas processing facility	1986	Trattamento gas naturale	7.0	EOR
Norvegia	Sleipner CO <sub>2</sub> storage project	1996	Trattamento del gas naturale	1.0	Dedicata
USA-Canada	Great Plains Synfuels (Weyburn/Midale)	2000	Produzione gas di sintesi	3.0	EOR
Norvegia	Snohvit CO <sub>2</sub> storage project	2008	Trattamento gas naturale	0.7	Dedicata
USA	Century plant	2010	Trattamento gas naturale	8.4	EOR
USA	Air Products steam methane reformer	2013	Produzione idrogeno	1.0	EOR
USA	Lost Cabin Gas Plant	2013	Trattamento gas naturale	0.9	EOR
USA	Coffeyville Gasification	2013	Produzione fertilizzanti	1.0	EOR
Brasile	Petrobras Santos Basin oilfield CCS	2013	Trattamento gas naturale	3.0	EOR
Canada	Boundary Dam CCS	2014	Generazione elettrica (carbone)	1.0	EOR
Arabia Saudita	Uthmaniyah CO <sub>2</sub> -EOR demonstration	2015	Trattamento gas naturale	0.8	EOR
Canada	Quest	2015	Produzione idrogeno	1.0	Dedicata
Emirati Arabi Uniti	Abu Dhabi CCS	2016	Produzione acciaio	0.8	EOR

Paese	Progetto	Anno di inizio	Fonte di CO <sub>2</sub>	Capacità di cattura (Mt/anno)	Tipologia di stoccaggio
USA	Petra Nova	2017	Generazione elettrica (carbone)	1.4	EOR
USA	Illinois Industrial	2017	Produzione etanolo	1.0	Dedicata
Cina	Jilin oilfield CO <sub>2</sub> -EOR	2018	Trattamento gas naturale	0.6	EOR
Australia	Gorgon Carbon Dioxide Injection	2019	Trattamento gas naturale	3.4-4.0	Dedicata
Canada	Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Agrium CO <sub>2</sub> stream	2020	Produzione fertilizzanti	0.3-0.6	EOR
Canada	ACTL with North West Sturgeon Refinery CO <sub>2</sub> stream	2020	Produzione fertilizzanti	1.2-1.4	EOR

Tab. I. Numero di progetti CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) a grande scala attivi nel mondo, anno 2020. Il termine “grande scala” indica i progetti con capacità di cattura superiore a 0,8 Mt/anno (settore generazione termoelettrica a carbone) e superiore a 0,4 Mt/anno (altre attività industriali ad alto tasso di emissioni). Fonte: rielaborazione dati Global CCS Institute ([https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/12/GCC\\_GLOBAL\\_STATUS\\_REPORT\\_2019.pdf](https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/12/GCC_GLOBAL_STATUS_REPORT_2019.pdf)) e dati IEA (<https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/a-new-era-for-ccus>)

## ELENCO DEGLI ACRONIMI E DELLE ABBREVIAZIONI

- API, *American Petroleum Institute*
- ARERA, Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
- AU, Acquirente Unico per l'attività di approvvigionamento elettrico
- BEN, Bilancio Energetico Nazionale
- BOE, Barile di Olio Equivalente, *Barrel of Oil Equivalent*
- CBM, *Coal Bed Methane*
- CCS, *Carbon Capture and Storage*
- CCT, *Clean Coal Technologies*
- CCU, *Carbon Capture Utilization*
- CCUS, *Carbon Capture Utilization and Storage*
- CFC, Cloro Fluoro Carburi
- CNG, *Compressed Natural Gas*
- COP, *Coefficient of Performance*
- COV, Composti Organici Volatili
- COVNM, Composti Organici Volatili diversi dal Metano
- CWS, *Coal Water Slurry*
- DOE, *Department of Energy*
- E&P, *Exploration & Production*
- ECBM, *Enhanced Coal Bed Methane*
- EEA, *European Environment Agency*
- EGS, *Enhanced Geothermal Systems*
- ENEA, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

EOR, *Enhanced Oil Recovery*  
 FAO, *Food and Agriculture Organization*  
 FER, Fonti Energetiche Rinnovabili  
 FPSO, *Floating Production Storage and Off-loading*  
 FRNP, Fonti energetiche Rinnovabili Non Programmabili  
 FSO, *Floating Storage and Off-loading*  
 FSRU, *Floating Storage Regassification Unit*  
 GBS, *Gravity Based Structure*  
 GNL, Gas Naturale Liquefatto  
 GPL, Gas di Petrolio Liquefatti  
 GSE, Gestore dei Servizi Energetici  
 GTL, *Gas-To-Liquid*  
 GTW, *Gas-To-Wire*  
 HBFC, Idrobromofluorocarburi  
 HCFC, Idroclorofluorocarburi  
 HDR, *Hot Dry Rocks*  
 IAEA, *International Atomic Energy Agency*  
 ICT, *Information and Communications Technologies*  
 IEA, *International Energy Agency*  
 IGCC, *Integrated Gasification Combined Cycle*  
 IGFC, *Integrated Gasification Fuel Cell*  
 IHA, *International Hydropower Association*  
 IRENA, *International Renewable Energy Agency*  
 ITOPE, *International Tanker Owners Pollution Federation*  
 LNG, *Liquefied Natural Gas*  
 MATTM, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare  
 MGP, Mercato elettrico del Giorno Prima  
 MI, Mercato elettrico Infragiornaliero  
 MISE, Ministero dello Sviluppo Economico  
 MIT, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti  
 MSD, Mercato elettrico per il Servizio di Dispacciamento  
 OCSE, Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico  
 OECD, *Organization for Economic Cooperation and Development*  
 OGM, Organismo Geneticamente Modificato  
 OHIP, *Original Oil In Place*  
 ORC, *Organic Rankine Cycle*

ORG, *Offshore Regassification Gateway*  
OTEC, *Ocean Thermal Energy Conversion*  
PET, *Positron Emission Tomography*  
PNIEC, Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima  
R&M, *Refining & Marketing*  
RF, *Recovery Factor*  
ROV, *Remotely Operated Vehicle*  
RSU, Rifiuti Solidi Urbani  
RTN, Rete Trasporto Nazionale  
SI, Sistema Internazionale  
TAC, Tomografia Assiale Computerizzata  
TOE, Tonnellata di petrOlio Equivalente  
UE, Unione Europea  
ULCC, *Ultra Large Crude Carrier*  
UN-FCCC, *United Nations Framework Convention on Climate Changes*  
UNI, Ente italiano di normazione  
UNMIG, Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse  
USC, *Ultra Super Critical*  
VIA, Valutazione di Impatto Ambientale  
VLCC, *Very Large Crude Carrier*  
VOC, *Volatile Organic Compounds*  
WEO, *World Energy Outlook*



## SISTEMA INTERNAZIONALE DI UNITÀ DI MISURA

Il Sistema Internazionale di unità di misura (SI) è quello oggi utilizzato da tutta la comunità scientifica ed è stato adottato come unico o principale sistema di misurazione in gran parte dei Paesi del mondo, con rare eccezioni (USA, *etc.*). In Italia, il SI è stato adottato legalmente nel 1982 (D.P.R. 12 agosto 1982 n. 802), e deve quindi essere obbligatoriamente usato per la stesura di documenti e atti con valore legale; in difetto di osservanza di tale legge, documenti e atti potrebbero essere invalidati.

Il SI è stato fondamentalmente concepito per cercare di uniformare e, idealmente, per poter adottare un linguaggio unico, a livello internazionale, nel campo delle misure. Operativamente, il SI sostituisce i “vecchi” sistemi di unità di misura poco omogenei (od omogenei per campi disciplinari), elimina le confusioni derivanti dall’uso dei vari Sistemi Tecnici, basati sulla definizione di forza peso, ed elimina tutti i fattori di conversione tra le unità di misura. Quest’ultimo problema è molto complesso, specie all’interno del sistema tecnico imperiale britannico (*Imperial Units*), ancora largamente usato negli USA e in UK.

Dal 2019, le 7 unità fondamentali del Sistema Internazionale di misura sono definite rispetto a 7 costanti fondamentali della fisica, fissate con un valore numerico esatto. Dalle unità fondamentali si costruiscono tutte le altre unità derivate, alcune delle quali sono indicate con un nome proprio.

Unità di base del Sistema Internazionale.

Unità	Nome	Simbolo	Costante di riferimento
Intervallo di tempo	<b>secondo</b>	<b>s</b>	Frequenza della transizione iperfine dello stato fondamentale imperturbato dell'atomo di cesio 133, pari a $9\,192\,631\,770\text{ s}^{-1}$ .
Lunghezza	<b>metro</b>	<b>m</b>	Velocità della luce nel vuoto, pari a $299\,792\,458\text{ m s}^{-1}$ .
Massa	<b>chilogrammo</b>	<b>kg</b>	Costante di Planck, pari a $6.626\,070\,15 \times 10^{-34}\text{ kg m}^2\text{ s}^{-1}$ .
Intensità di corrente	<b>ampere</b>	<b>A</b>	Valore della carica elementare, pari a $1.602\,176\,634 \times 10^{-19}\text{ A s}$ .
Temperatura assoluta	<b>kelvin</b>	<b>K</b>	Costante di Boltzmann, pari a $1.380\,649 \times 10^{-23}\text{ kg m}^2\text{ s}^{-2}\text{ K}^{-1}$ .
Intensità luminosa	<b>candela</b>	<b>cd</b>	Valore del coefficiente di visibilità della radiazione monocromatica con frequenza $540 \times 10^{12}\text{ Hz}$ , pari a $683\text{ cd sr kg}^{-1}\text{ m}^{-2}\text{ s}^3$ .
Quantità di sostanza	<b>mole</b>	<b>mol</b>	Costante di Avogadro, pari a $6.022\,140\,76 \times 10^{23}\text{ mol}^{-1}$ .

Fattori di conversione di unità di misura dell'energia.

Unità di misura	J	kWh	kcal	btu	tep (TOE)
<b>J</b>	1	$2,778 \times 10^{-7}$	$2,338 \times 10^{-4}$	$9,482 \times 10^{-4}$	$2,388 \times 10^{-11}$
<b>kWh</b>	$3,6 \times 10^6$	1	860	3412	$8,598 \times 10^{-5}$
<b>kcal</b>	4186	$1,163 \times 10^{-3}$	1	3,968	$10^{-7}$
<b>btu</b>	1055	$2,931 \times 10^{-4}$	0,252	1	$2,520 \times 10^{-8}$
<b>tep (TOE)</b>	$4,186 \times 10^{10}$	$11,625 \times 10^3$	$10^7$	$39,683 \times 10^7$	1

Prefissi del Sistema Internazionale di unità di misura.

<b>10<sup>n</sup></b>	<b>Prefisso</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Nome</b>	<b>Equivalente decimale</b>
10 <sup>24</sup>	yotta	Y	Quadrilione	1 000 000 000 000 000 000 000 000
10 <sup>21</sup>	zetta	Z	Triliardo	1 000 000 000 000 000 000 000
10 <sup>18</sup>	exa	E	Trilione	1 000 000 000 000 000 000
10 <sup>15</sup>	peta	P	Biliardo	1 000 000 000 000 000
10 <sup>12</sup>	tera	T	Bilione	1 000 000 000 000
10 <sup>9</sup>	giga	G	Miliardo	1 000 000 000
10 <sup>6</sup>	mega	M	Milione	1 000 000
10 <sup>3</sup>	chilo	k	Mille	1 000
10 <sup>2</sup>	hecto	h	Cento	100
10 <sup>1</sup>	deca	da	Dieci	10
10 <sup>-1</sup>	deci	d	Decimo	0,1
10 <sup>-2</sup>	centi	c	Centesimo	0,01
10 <sup>-3</sup>	milli	m	Millesimo	0,001
10 <sup>-6</sup>	micro	μ	Milionesimo	0,000 001
10 <sup>-9</sup>	nano	n	Miliardesimo	0,000 000 001
10 <sup>-12</sup>	pico	p	Bilionesimo	0,000 000 000 001
10 <sup>-15</sup>	femto	f	Biliardesimo	0,000 000 000 000 001
10 <sup>-18</sup>	atto	a	Trilionesimo	0,000 000 000 000 000 001
10 <sup>-21</sup>	zepto	z	Triliardesimo	0,000 000 000 000 000 000 001
10 <sup>-24</sup>	yocto	y	Quadrilionesimo	0,000 000 000 000 000 000 000 001

Grandezze fisiche SI con nome proprio più utilizzate in questo testo.

Grandezza fisica	Nome nel SI	Simbolo	Equivalenza in termini di unità fondamentali del SI	
Forza	newton	N	$\text{kg m s}^{-2}$	
Pressione	pascal	Pa	$\text{N m}^{-2}$	$\text{kg m}^{-1} \text{s}^{-2}$
Energia, lavoro, calore, entalpia	joule	J	$\text{N m}$	$\text{kg m}^2 \text{s}^{-2}$
Potenza	watt	W	$\text{J s}^{-1}$	$\text{kg m}^2 \text{s}^{-3}$
Potenziale elettrico, forza elettromotrice, tensione elettrica	volt	V	$\text{J A}^{-1} \text{s}^{-1}$	$\text{m}^2 \text{kg s}^{-3} \text{A}^{-1}$
Temperatura (*)	Kelvin grado Celsius	K °C		
Angolo piano	radiante	rad		
Angolo solido	steradiane	sr		

(\*) Una data temperatura differisce nelle due scale di 273,15 (scala Celsius = scala Kelvin - 273,15).  
Differenza di temperatura di 1 grado Celsius = 1 kelvin

Unità non comprese nel SI, ma accettate dal Sistema Internazionale.

Nome	Simbolo	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
minuto	min	1 min = 60 s
ora	h	1 h = 60 min = 3600 s
giorno	d	1 d = 24 h = 1440 min = 86400 s
litro	l, L	1 L = 1 dm <sup>3</sup> = 10 <sup>-3</sup> m <sup>3</sup>
grado di arco	°	1° = ( $\pi/180$ ) rad
minuto primo	'	1' = (1/60)° = ( $\pi/10800$ ) rad
minuto secondo	"	1" = (1/60)' = ( $\pi/648000$ ) rad
ettaro	ha	1 ha = 10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup>
miglio nautico	nm	1 miglio nautico = 1852 m
nodo	kn	1 nodo = 1 miglio nautico/ora
wattora	Wh	1 wattora = 3600 J
bar	bar	1 bar = 0,1 MPa = 100 kPa = 1000 hPa = 10 <sup>5</sup> Pa
tonnellata	t	1 t = 10 <sup>3</sup> kg = 10 <sup>6</sup> g

Unità pratiche di largo utilizzo, anche riferite ad altri sistemi tecnici non SI.

Nome	Simbolo	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
Tonnellata equivalente di petrolio	tep (TOE)	1 tep = 41,86 GJ = 11630 kWh
Barile di petrolio	bbl	1 bbl = 42 gal = 158,98 L
Piede cubo	ft <sup>3</sup> (cu ft)	1 cu ft = 28,31 L
Gallone (US wet gallon)	gal (US)	1 gal = 3,78541 L
Pollice (Inch)	in	1 in = 25,40 mm
Piede (Foot)	ft	1 ft = 0,30480 m
Libbra	lb	1 lb = 0,4535 kg
Libbra-forza (Pound)	lb <sub>f</sub>	1 lb = 4,448 N
Libbra per pollice quadro	psi	1 psi = 6894,76 Pa
Libbra per gallone	ppg	1 ppg = 1176,7 N m <sup>-3</sup>
British Thermal Unit	btu	1 btu = 1055,06 J
Chilocaloria	kcal	1 kcal = 4184 J
Cavallo vapore (britannico)	BHP	1 BHP = 746 W
Cavallo vapore	CV	1 CV = 736 W
Chilocalorie ora	kcal h <sup>-1</sup>	1 kcal h <sup>-1</sup> = 1163 W



## GLOSSARIO

Il presente Glossario è un mosaico di testi che si avvale anche della rielaborazione di voci di glossari ormai largamente diffusi nel web, tra cui i glossari di Terna S.p.A. ([terna.it/it/media/glossario](http://terna.it/it/media/glossario)), di ENEA ([enea.it/it/seguici/le-parole-delle-energia/glossario](http://enea.it/it/seguici/le-parole-delle-energia/glossario)), di Eurostat ([ec.europa.eu/eurostat/](http://ec.europa.eu/eurostat/)), del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. ([mercatoelettrico.org/It/Tools/Glossario.aspx](http://mercatoelettrico.org/It/Tools/Glossario.aspx)) nonché quello della ex Autorità per l'Energia ([autorita.energia.it/allegati/relaz\\_ann/99/gloss.pdf](http://autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/99/gloss.pdf)), del Gestore dei Servizi Energetici (GSE S.p.A., [gse.it/](http://gse.it/)), *etc.*

### **Aerogeneratore**

Macchina elettromeccanica in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in moto rotatorio, per mezzo di opportune pale, e il moto rotatorio dell'asse delle pale in energia elettrica, tramite un generatore. Oggi sono in via di sviluppo aerogeneratori di potenza nominale maggiore di 6 MW, caratterizzati da un diametro dell'area spazzata dalle pale anche maggiore di 150 m.

### **Autoconsumo**

“Possibilità di consumare in loco, nella propria abitazione, in un ufficio, in uno stabilimento produttivo, *etc.*, l'energia elettrica prodotta dall'impianto (tipicamente, un impianto fotovoltaico) per far fronte ai propri fabbisogni energetici. [...] L'autoconsumo contribuisce attivamente alla transizione energetica e allo sviluppo sostenibile del Paese, favorendo l'efficienza energetica e promuovendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili” (Gestore Servizi Energetici). “L'autoconsumatore

di energia rinnovabile è un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale". Delibera ARERA 4 agosto 2020 (318/2020/R/EEL).

### **Bilancio energetico**

Strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente dei flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, acquisto, vendita, trasporto, trasformazione, utilizzazione) di un certo impianto o area geografica in un dato periodo di tempo. Normalmente, i bilanci riportano le quantità di energia necessarie per il fabbisogno energetico espresse in quantità equivalenti di un solo tipo di energia primaria (ad es. TOE), anche se si vanno diffondendo bilanci in cui si utilizzano unità di misura del SI (Joule). È ben noto l'acronimo BEN, che indica il Bilancio Energetico Nazionale italiano.

### **Biocarburanti**

Secondo la legislazione italiana, si tratta di "carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa" (D.L. 28/2011).

### **Biogas**

Il biogas è una miscela di gas prodotti con processi biochimici (decomposizione di materiale organico), fondamentale utilizzata come combustibile in piccoli o medi impianti termici per la produzione di energia elettrica, eventualmente accompagnata da cogenerazione di calore. La miscela è composta per il 50-70% (in volume) da CH<sub>4</sub>, e per la restante parte principalmente da CO<sub>2</sub>.

### **Biomassa**

La biomassa è materiale organico residuale, non alimentare, non fossile, di origine biologica utilizzata come materia prima per la produzione di biocarburanti, biocombustibili, "bio" energia ma anche composti biochimici e biomateriali di rilievo per l'industria chimica, tessile, cosmetica e farmaceutica "biobased". Secondo la legislazione italiana, è la "frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura (comprendente sostanze

vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani” (D.L. 28/2011). Vi sono ampi dibattiti legati ai problemi di sostenibilità relativi all'uso della biomassa come fonte energetica.

### **Biometano**

Combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas che, a seguito di opportuni trattamenti chimico-fisici (purificazione o *upgrading*), anche svolti in luogo diverso da quello di produzione, è idoneo alla successiva fase di compressione per l'immissione nella rete del gas naturale. In tale definizione si comprende anche il combustibile prodotto tramite processi di conversione in metano dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e della CO<sub>2</sub> presente nel biogas destinato alla produzione di biometano o prodotta da processi biologici e fermentativi. Il biometano viene definito come avanzato se ottenuto a partire dalle materie elencate nella parte A dell'allegato 3 del DM 10/10/2014, nella sua versione aggiornata dal Comitato Tecnico Consultivo Biocarburanti in data 11/05/2020 ([https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/BIOMETANO/Allegato%20A\\_Materie%20prime.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/BIOMETANO/Allegato%20A_Materie%20prime.pdf)).

### **Borsa elettrica**

Sistema di vendita di energia all'ingrosso che determina quali sistemi di generazione o impianti sono chiamati ad incontrare la domanda in ogni momento e determina il prezzo dell'energia in quel determinato istante. Frutto della liberalizzazione del mercato elettrico (decreto legislativo n. 79/1999), in Italia è stata istituita nell'aprile 2004 ed è gestita dal GME (Gestore dei Mercati Energetici). Ogni giorno si contratta e si vende energia elettrica per il giorno successivo, utilizzando una contrattazione su base oraria; il punto di incontro tra domanda e offerta si realizza con il sistema del prezzo marginale.

### **Buco di tensione**

Diminuzione improvvisa della tensione nominale di alimentazione all'utenza ad un valore inferiore al 90% della tensione nominale per un periodo di tempo superiore a 10 ms (millisecondi) ed inferiore o uguale a 1 minuto. Tensione residua: è la tensione presente durante il buco. Se la tensione residua scende sotto il 5% si parla di interruzione. I buchi di tensione sono di norma causati da guasti nella

rete di distribuzione o negli impianti degli utenti, in qualche caso da sovraccarichi transitori dovuti all'avviamento di grossi motori elettrici o da inserzione di grossi carichi. Si tratta di eventi imprevedibili e casuali.

### **CCUS (*Carbon Capture Utilization and Storage*)**

Insieme di tecniche che permettono di catturare la CO<sub>2</sub> emessa da attività industriali localizzate sul territorio (centrali termoelettriche, raffinerie, cementifici, *etc.*), comprimerla, trasportarla e iniettarla in adeguati siti di stoccaggio nel sottosuolo, all'interno di rocce porose e permeabili di particolari formazioni geologiche del sottosuolo. Parallelamente, si stanno anche studiando possibili tecniche per il riutilizzo della stessa CO<sub>2</sub> in alcuni processi industriali, secondo l'attuale ottica dell'economia circolare. Secondo l'Unione Europea, la tecnologia CCUS ha un potenziale non trascurabile per aiutare a mitigare il cambiamento climatico sia in Europa che a livello internazionale, in particolare nei paesi con grandi riserve di combustibili fossili e una domanda energetica in rapida crescita.

### **Cella a combustibile**

Apparato elettrochimico che trasforma l'energia di un combustibile (ad es., idrogeno) che reagisce con un composto gassoso ossidante (ossigeno o aria), in elettricità, calore e acqua, senza passare attraverso processi di combustione e cicli termodinamici. Sono anche dette pile a combustibile (*fuel cell*), e producono un flusso di corrente continua, in analogia alle più comuni pile elettriche. A differenza di quest'ultime, però, la cella (o pila) a combustibile consuma sostanze provenienti dall'esterno, ed è in grado di funzionare senza interruzioni, almeno finché si fornisce al sistema un'adeguata alimentazione di combustibile ed ossidante.

### **Ciclo (termodinamico)**

Serie di trasformazioni termodinamiche a ciclo chiuso, al termine delle quali il sistema termodinamico torna al suo stato iniziale. Le principali applicazioni pratiche dei cicli termodinamici si hanno nella costruzione delle macchine termiche, ovvero dispositivi in grado di trasformare con continuità il calore in lavoro tramite opportuni cicli termodinamici.

### **Ciclo binario**

Cicli termodinamici che impiegano un fluido di lavoro (o fluido secondario) con un punto di ebollizione inferiore a quello dell'acqua. Di solito si usa l'isobutano

o il normal-pentano, ma anche fluidi più complessi. I cicli binari utilizzano di norma un ciclo termodinamico tipo Rankine, e per questo sono anche detti cicli ORC (*Organic Rankine Cycle*). Scegliendo opportunamente il fluido secondario, è possibile realizzare impianti per la produzione elettrica che riescono a sfruttare fluidi con temperature comprese tra 85°C e 170°C, incompatibili con i cicli termodinamici normalmente usati nelle centrali termoelettriche tradizionali. Si tratta di una tecnologia molto studiata in passato, ma tornata alla ribalta all'inizio del nuovo millennio, vista la sempre crescente attenzione verso l'efficientamento energetico e la diffusione delle rinnovabili. Questa tecnologia permette numerose opportunità nel campo della geotermia a media e bassa entalpia, del solare termodinamico, delle biomasse e del recupero del calore di scarto da impianti industriali.

### **Ciclo combinato**

Tecnologia per la produzione di energia elettrica da gas naturale che si basa sull'utilizzo di una o più turbine a gas (turbogas) associate ad una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico della turbina a gas è riutilizzato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a ciclo combinato permettono un uso più efficiente del combustibile, riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub> a parità di energia prodotta. Se il calore in uscita dal ciclo combinato è ulteriormente impiegato in un processo industriale sotto forma di vapore tecnologico o acqua calda, si ha cogenerazione.

### **Classificazione delle attività ecosostenibili UE**

Nel giugno 2020, il Parlamento Europeo ha approvato il testo del regolamento sulla tassonomia delle attività economiche ecosostenibili, ovvero gli investimenti e le attività che possono essere considerate sostenibili dal punto di vista ambientale. Il testo del Regolamento UE 2020/852 è stato inserito in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (Legge 198 del 22 giugno 2020), e la Commissione Europea adotterà una serie di atti delegati per definire i criteri tecnici in base ai quali le attività economiche possono contribuire agli obiettivi ambientali e climatici, al momento codificati in sei obiettivi principali:

- mitigazione dei cambiamenti climatici;
- adattamento ai cambiamenti climatici;
- uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine;
- transizione verso un'economia circolare;

- prevenzione e riduzione dell'inquinamento;
- protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

Per ciascun obiettivo ambientale, dovrebbero essere stabiliti criteri uniformi per determinare se un'attività economica fornisca effettivamente un contributo sostanziale all'obiettivo. Uno dei criteri dovrebbe consistere sia nell'evitare di nuocere significativamente a qualsiasi altro obiettivo ambientale, sia a contribuire positivamente ad almeno uno dei sei obiettivi. Inoltre, le attività economiche ecosostenibili devono essere svolte nel rispetto di garanzie sociali minime in materia di diritti umani e lavoro (ad es., quelle previste dalle linee guida dell'OCSE destinate alle imprese multinazionali e i Principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani).

Le attività che sono incompatibili con la neutralità climatica, ma che sono considerate necessarie nella transizione verso un'economia neutrale dal punto di vista climatico, sono etichettate come attività di transizione o attività abilitanti. Devono avere livelli di emissioni di gas serra corrispondenti alle migliori prestazioni del settore. I combustibili fossili solidi, come il carbone o la lignite, sono esclusi, ma il gas e l'energia nucleare potrebbero essere potenzialmente etichettati come attività abilitante o di transizione, se si rispetta il principio del “non fare danni significativi” (Europarlamento).

### **Codice Etico**

È spesso definito come la “carta istituzionale” di un'istituzione, di un ente o di un'azienda, e rappresenta il fondamento della sua cultura, rendendo esplicito l'insieme dei diritti e doveri e le aree di responsabilità che l'istituzione, ente o azienda si impegna a rispettare nei confronti dei suoi stakeholder; è un documento ufficiale che richiede il rispetto di tutti i collaboratori. Ad es., il codice etico dell'Università di Bologna “disciplina i rapporti interni tra gli appartenenti alla comunità universitaria e le relazioni con gli interlocutori esterni, al fine di evitare ogni forma di discriminazione e abuso, di regolare i conflitti d'interesse, di migliorare il clima organizzativo e l'ambiente di lavoro, favorendo l'emergere di comportamenti virtuosi e la prevenzione di condotte eticamente non corrette o illecite”.

### **Coefficiente di massa d'aria**

Nel campo dell'energia solare, è noto che la radiazione elettromagnetica del Sole, attraversando l'atmosfera terrestre, è assorbita, diffusa e riflessa in vario modo da nubi (vapor d'acqua e gocce d'acqua liquida), ma anche da polveri, molecole di

altri gas, *etc.* Per tener conto di questi fenomeni sulla composizione dello spettro solare, determinati anche dallo spessore e dalla composizione dell'atmosfera, si utilizza l'indice o coefficiente di massa d'aria, definito come il rapporto tra la massa di atmosfera attraversata dalla radiazione elettromagnetica solare e la massa che sarebbe attraversata, a livello del mare, quando il sole si trova allo zenit. Normalmente, tale coefficiente è espresso con la sigla AM (*Air Mass*) seguita da un numero. A livello del mare, in prima approssimazione (per angoli zenitali compresi tra 0 e 70°), si ha:  $AM = 1 / \cos \theta$ , dove  $\theta$  è l'angolo tra Sole e Terra misurato dallo zenit. Quindi, AM0 indica lo spettro solare fuori dall'atmosfera terrestre, AM1 è la condizione all'equatore, mentre AM1.5 corrisponde ad un angolo zenitale pari a 48,2° (0,841 rad).

### **Cogenerazione**

Qualunque processo di produzione termoelettrica è in grado di trasformare solo in parte l'energia chimica dei combustibili in energia elettrica, a causa del rendimento del processo utilizzato. Di norma, oltre la metà dell'energia primaria si trasforma in calore che, per motivi tecnologici, deve essere disperso. Negli impianti con cogenerazione, un'aliquota di questo calore è recuperata in una forma sfruttabile da utilizzatori civili o industriali, per cui l'energia totale fornita (elettricità più calore) è maggiore, a parità di combustibile consumato, rispetto a un impianto senza cogenerazione. Secondo il GSE, con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica (calore) ottenute in appositi impianti utilizzando la stessa energia primaria. Il potenziale risparmio energetico della cogenerazione è importante per ridurre le emissioni di gas serra e migliorare l'efficienza energetica.

### **Dipendenza energetica**

Percentuale di energia che un'economia deve importare, che evidenzia il contributo estero al fabbisogno energetico interno. È definita come il rapporto percentuale tra valore delle importazioni energetiche nette di energia e consumo interno lordo di energia più i bunkeraggi (questa definizione segue il BEN italiano). Un tasso di dipendenza negativo indica un Paese esportatore netto di energia, mentre un tasso di dipendenza superiore al 100% indica che i prodotti energetici sono stati stoccati. Il concetto può essere definito non solo per il totale di tutti i prodotti, ma anche per ogni singola fonte, vettore o combustibile (ad es.: petrolio greggio, gas naturale, energia elettrica, *etc.*).

**Distribuzione (elettrica)**

Trasporto e trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali. A valle dei sistemi di produzione e trasmissione, esiste una complessa infrastruttura di rete che permette di trasportare l'energia elettrica fino all'utente finale, tramite cabine primarie (che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità a media tensione), cabine secondarie (dalla media tensione alla bassa tensione) e opportuni trasformatori. Le società di distribuzione elettrica, che operano in regime di concessione, gestiscono le reti locali dell'energia elettrica a bassa tensione, effettuandone anche la manutenzione.

**Dispacciamento**

Nel caso dell'energia elettrica, è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasporto nazionale, delle reti ad essa connesse e dei servizi ausiliari del sistema elettrico. Lo stoccaggio di grandi quantità di energia elettrica è oggi ancora impraticabile, e per questo deve esserci un equilibrio tra l'energia prodotta e quella richiesta dagli utenti. L'attività di dispacciamento consiste quindi nel mantenere in equilibrio i flussi nella rete elettrica nazionale. Il centro di dispacciamento (in Italia gestito da Terna S.p.A.), sulla base dei costi degli impianti di generazione, distinti per diversi intervalli di tempo, chiama in funzione gli impianti secondo un ordine che può seguire criteri tecnici o economici. Sulla base delle previsioni di domanda e delle richieste effettive di energia elettrica lungo l'arco della giornata, il gestore del dispacciamento stabilisce quali centrali debbano produrre e quali debbano rimanere come riserva di potenza, in modo da garantire in ogni momento la copertura della richiesta.

Nel caso del gas naturale, il dispacciamento mantiene il bilancio tra le richieste degli utenti e la disponibilità del gas in rete, utilizzando il gas importato attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas prodotto dai pozzi dei giacimenti nazionali in esercizio, il gas ottenibile dagli stoccaggi di gas naturale nel sottosuolo e il gas ottenibile dallo stesso sistema della rete di metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

**Economia circolare**

Modello di produzione e consumo che implica condivisione, prestito, riutilizzo, riparazione, ricondizionamento e riciclo dei materiali e prodotti esistenti il più a lungo possibile. In questo modo si estende il ciclo di vita dei prodotti, sia quelli generati da materia prima biologica (bioeconomia) che quelli generati da petrolio,

carbone o altre materie prime non biologiche, contribuendo a ridurre i rifiuti al minimo. Una volta che il prodotto ha terminato la sua funzione, i materiali di cui è composto vengono infatti reintrodotti, laddove possibile, nel ciclo economico. Così si possono continuamente riutilizzare all'interno del ciclo produttivo generando ulteriore valore. I principi dell'economia circolare contrastano con il tradizionale modello economico lineare, fondato invece sul tipico schema “estrarre, produrre, utilizzare e gettare”. Il modello economico tradizionale dipende dalla disponibilità di grandi quantità di materiali e energia facilmente reperibili e a basso prezzo. Il Parlamento europeo chiede l'adozione di misure anche contro l'obsolescenza programmata dei prodotti, strategia propria del modello economico lineare (Fonte: Parlamento Europeo). Secondo Ellen MacArthur, “*circular economy is based on the principles of designing out waste and pollution, keeping products and materials in use, and regenerating natural systems*”. L'economia circolare è dunque un sistema in cui le varie attività produttive sono organizzate in modo che i potenziali rifiuti siano continuamente trasformati e riutilizzati; tale modello si oppone a quello dell'economia lineare o, parzialmente, a quello del riciclo, in cui i prodotti hanno un ciclo di vita al termine del quale diventano rifiuti da smaltire.



Fonte: Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare  
(<http://consultazione-economiacircolare.minambiente.it/il-documento>)

### Efficienza energetica

La norma UNI CEI EN ISO 50001 (anno 2011), che codifica i requisiti minimi necessari ai sistemi per la gestione dell'energia, definisce l'efficienza energetica come il “rapporto o altra relazione quantitativa tra i risultati in termini di prestazioni, servizi, beni o energia, e l'immissione di energia”. A differenza del risparmio energetico, che implica una riduzione del livello dei servizi, l'efficienza energetica consente un risparmio di energia senza una riduzione della qualità/

quantità dei servizi. L'aumento dell'efficienza energetica si può realizzare con tecnologie, componenti e sistemi più o meno complessi. Incoraggiare l'efficienza energetica significa promuovere e adottare sistemi fisici e tecnologici capaci di ottenere il risultato voluto, in termini di prodotti e servizi, utilizzando meno energia rispetto a sistemi tradizionali. In chiave etica, ciò significa anche assumere un atteggiamento responsabile e informato nei confronti dell'utilizzo dell'energia, a tutti i livelli, personale, locale o globale.

### **Energia finale**

Quota parte di energia che, al netto della trasformazione energetica, è consegnata all'utenza. Il concetto a volte può coincidere con quello di energia secondaria.

### **Energia utile**

L'energia finale fornita all'utenza è convertita in varie forme di energia utile in apparati, macchine o impianti dedicati (ad es., un impianto di riscaldamento, che produce aria calda, una lampadina che produce una radiazione elettromagnetica nel campo del visibile, un'automobile, che produce energia cinetica, etc.). Ovviamente, ogni apparato è caratterizzato dal proprio rendimento di trasformazione dell'energia finale in energia utile.

### **Etica ambientale**

La forma derivata dal greco "ethos", *modo di vivere*, è il ramo della filosofia che studia e suggerisce i principi fondamentali ed i concetti di base di cosa è considerato moralmente buono e cattivo, giusto e sbagliato nel comportamento umano. Solo lo studio e la comprensione sempre più approfondita del mondo fisico e tecnologico può fornirci gli elementi di giudizio e gli strumenti per progettare il mondo e l'ambiente in cui viviamo secondo principi etici. L'etica ambientale applica il pensiero etico al mondo naturale e al rapporto tra l'uomo e il pianeta Terra, mettendo i valori umani, i principi morali, e i metodi di miglioramento dei processi decisionali in rapporto con la scienza e la tecnologia. La Terra e le sue creature hanno un valore intrinseco, cioè hanno valore morale solo perché esistono, e non soltanto perché rispondono ai bisogni umani.

### **Fattore di capacità (*Capacity Factor*)**

In un impianto per la produzione elettrica, è il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta in un certo periodo di tempo e l'energia che sarebbe stato possi-

bile produrre se l'impianto avesse funzionato, nello stesso periodo di tempo, alla piena potenza nominale. Di norma, il fattore di capacità di un impianto si esprime prendendo come riferimento l'intervallo temporale di un anno, pari a 8760 ore. Questo fattore è un indicatore chiave nel settore della produzione elettrica da fonte eolica e fotovoltaica.

### **Fattore di recupero (idrocarburi)**

Rapporto tra il volume cumulativo di idrocarburi che sarà prodotto a fine vita utile del giacimento e il volume degli idrocarburi originali in posto (*OHIP, Original Hydrocarbons In Place*). Il fattore di recupero è molto variabile, e dipende da giacimento a giacimento; in prima approssimazione, come riferimento, si consideri un fattore di recupero dell'ordine di 0,3 per i giacimenti di petrolio greggio, e un fattore di recupero dell'ordine di 0,8 per i giacimenti di gas naturale.

### **Fonte energetica primaria**

Forme di energia presenti in natura che non hanno subito trasformazioni di alcun tipo. L'energia primaria non è sempre immediatamente disponibile, ma deve essere quasi sempre trasformata prima di poter essere utilizzata.

### **Fonte energetica secondaria**

Forme di energia che derivano da una trasformazione energetica delle fonti primarie, e ciò implica immediatamente il dover associare un rendimento di tale conversione in una forma di energia diversa.

### **Fonti energetiche rinnovabili (FER)**

Fonti energetiche che si reintegrano (o si rinnovano) naturalmente. Esse forniscono energia rigenerabile in tempi brevi mediante trasformazioni fisiche (energia idrica, solare, eolica, *etc.*), chimiche (biomasse) o biologiche (biomasse non alimentari, residuali o rifiuti organici). In particolare, sole, vento, acqua, maree, calore della Terra sono fonti "inesauribili", almeno alla scala dei tempi umani, mentre le biomasse sono in grado di ricostituirsi in tempi dell'ordine di poche decine di anni, paragonabili a quelli della vita di un uomo.

Le fonti di energia rinnovabile nelle statistiche sull'energia comprendono (Eurostats): **FER combustibili**: biocarburanti; rifiuti urbani rinnovabili. **FER non combustibili**: energia idroelettrica (esclusa l'energia elettrica generata negli impianti di pompaggio); maree, onde, energia oceanica; energia geotermica; energia

olica; energia solare (solare termico per la produzione di calore e solare fotovoltaico per la produzione di elettricità); calore ambientale naturale (sfruttabile con pompe di calore azionate da elettricità o altra energia supplementare, per estrarre energia immagazzinata dall'aria, dal suolo o dall'acqua). Sono esclusi i flussi energetici relativi alle pompe di calore utilizzate per il raffrescamento, sono incluse solo le pompe di calore utilizzate per il riscaldamento. Per maggiori dettagli sulla metodologia e sui relativi principi di calcolo, si veda la decisione della Commissione Europea 2013/114/UE (notificata con il documento C (2013) 1082).

### **Gas serra**

Sostanze gassose presenti nell'atmosfera che tendono a bloccare l'emissione di calore dalla superficie terrestre, trattenendo un'aliquota significativa della componente infrarossa della radiazione elettromagnetica del Sole (effetto serra). L'aumento della loro concentrazione nell'atmosfera produce un effetto di riscaldamento della superficie terrestre e della parte più bassa dell'atmosfera. Qualora l'accumulazione progressiva di questi gas continui in modo incontrollato, secondo molti studiosi è probabile che si determini una tendenza al surriscaldamento della superficie terrestre e alla modificazione del clima in tempi brevi. Tuttavia, permangono incertezze sull'entità di tali effetti e sulla loro configurazione geografica e stagionale. L'elenco dei gas serra è molto ampio. Oltre al vapor d'acqua ( $H_2O$ , il principale gas serra), il Protocollo di Kyoto prende in considerazione un insieme di 6 gas serra: l'anidride carbonica ( $CO_2$ ), il metano ( $CH_4$ ), il protossido di azoto ( $N_2O$ ), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esaffluoro di zolfo ( $SF_6$ ).

### **Generatore (elettrico)**

Dispositivo che effettua la trasformazione da diverse forme di energia in elettricità. Nel campo elettrotecnico tradizionale, il termine indica una macchina elettrica rotante (alternatore) che trasforma l'energia cinetica in energia elettrica. In particolare, il **Generatore asincrono** è un generatore elettrico rotante che genera una tensione sinusoidale con una frequenza, che, in condizioni normali di funzionamento, non è proporzionale alla velocità di rotazione. Esso non è in grado di funzionare indipendentemente da sorgenti elettriche esterne ed è, quindi, normalmente eccitato dalla rete cui è connesso oppure è provvisto di un complesso esterno per l'autoeccitazione. Il **Generatore sincrono** è invece un generatore elettrico rotante che genera tensione sinusoidale con una frequenza che, in

condizioni normali di funzionamento, è esattamente proporzionale alla velocità di rotazione. Esso è normalmente in grado di funzionare indipendentemente da sorgenti elettriche esterne.

### **Generazione distribuita (GD)**

La direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, ha definito la generazione distribuita (GD) come l'insieme degli "impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione", indipendentemente dal valore di potenza dei medesimi impianti<sup>1</sup>. Si definisce inoltre: Piccola generazione (PG) è l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (non è strettamente un sottoinsieme della GD poiché esistono impianti di potenza non superiore a 1 MW connessi alla rete di trasmissione nazionale). Microgenerazione (MG) è l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kW (non è strettamente un sottoinsieme della GD ma è un sottoinsieme della PG).

### **Geotermia a bassa entalpia (geoscambio)**

Tecnologia applicata al campo civile finalizzata alla climatizzazione di infrastrutture abitative, commerciali o industriali. Non si tratta di tecnologie per la produzione di energia elettrica e/o di cogenerazione di calore, ma di impianti, spesso condominiali o a servizio di abitazioni singole, in grado di sfruttare la capacità di accumulo termico del sottosuolo con l'ausilio di una pompa di calore, accoppiata all'impianto di riscaldamento o di raffrescamento (nonché alla rete elettrica).

### **GNL (Gas Naturale Liquefatto)**

Forma liquida delle miscele commerciali note come gas naturale. Se raffreddate a circa  $-164$  °C, esse si trasformano in un liquido trasparente, inodore, non corrosivo e non tossico, con una densità pari a circa la metà di quella dell'acqua, stoccabile in serbatoi a pressione prossima a quella atmosferica. In fase liquida, il volume dell'unità di massa del gas naturale si riduce di circa 600 volte, consenten-

---

<sup>1</sup> In precedenza, e fino al 2012, la ex Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, oggi ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) definiva la GD, ai fini dei suoi monitoraggi, come l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MW.

do lo stoccaggio ed il trasporto di notevoli quantità di energia a costi competitivi e immagazzinabili in spazi ridotti, confrontabili come ordine di grandezza a quelli del petrolio greggio.

### **GPL (Gas di Petrolio Liquefatti)**

Miscele di idrocarburi a basso peso molecolare, la cui composizione include propano, butano e a volte anche piccole percentuali di etano e di idrocarburi insaturi. Talvolta il GPL è erroneamente indicato come gas propano liquido, poiché il propano è il suo componente principale, ma tuttavia non è mai l'unico. Il GPL è prodotto liquefacendo le suddette molecole, separate durante il trattamento di campo del gas naturale, poiché hanno un valore commerciale maggiore rispetto al gas. La loro proprietà principale è di essere "liquefacibili", nel senso che i suoi componenti sono stabili in fase liquida a temperatura ambiente e pressione dell'ordine di pochi bar (normalmente, tra 2 e 8 bar), occupando un volume circa 260 volte minore rispetto alla fase gassosa.

### **Grado API (°API, API Gravity)**

Unità di misura della densità dei fluidi non appartenente al SI. Dal punto di vista pratico, è utilizzata quasi esclusivamente per caratterizzare le varie qualità di petrolio greggio. È definita come segue:  $^{\circ}\text{API} = (141,5/\text{Sp.Gr.}) - 131,5$ . Per definizione,  $\text{Sp.Gr. (Specific Gravity)} = \text{densità del greggio relativa all'acqua, ovvero rapporto tra la massa di un volume di greggio a } 60^{\circ}\text{F (} 15,6^{\circ}\text{C)} \text{ e la massa di un pari volume d'acqua, anch'essa a } 60^{\circ}\text{F}$ . Ovviamente, la densità dell'acqua, espressa in °API è pari a 10 °API. Di norma, il greggio ha quasi sempre una densità minore di quella dell'acqua, e quindi il suo grado API è maggiore di 10 (°API > 10).

### **Grado Fahrenheit**

Unità di una scala di misura termometrica. Il grado Fahrenheit è ancora ufficialmente in uso in diversi paesi, compresi gli USA, per usi pratici quotidiani. In campo scientifico, questa scala è completamente abbandonata. Nella scala Fahrenheit, il punto triplo (congelamento) e di ebollizione dell'acqua è pari a 32°F e 212°F, rispettivamente; suddividendo questo intervallo in 180 parti uguali (gradi) si ottiene il °F. Rispetto alla scala Celsius (che definisce il più comune °C) si ha:  $1^{\circ}\text{F} = 5/9^{\circ}\text{C} = 5/9 \text{ K}$ . Viceversa,  $1^{\circ}\text{C} = 1 \text{ K} = 1,8^{\circ}\text{F}$ . Si ricorda che, nella scala Celsius, la differenza di temperatura di 1°C coincide con la differenza di temperatura di 1 K.

**Gradiente geotermico**

Variazione della temperatura in funzione della profondità all'interno della crosta terrestre. Fino alla profondità raggiungibili con le attuali tecniche di perforazione, che sono dell'ordine di 10 km o poco più, il gradiente geotermico medio è relativamente costante, ed è dell'ordine di 25-30°C/1000 m. La distribuzione geografica dei valori del gradiente geotermico è molto variabile, e dipende dalle condizioni geologiche dell'area: si passa da valori anche inferiori a 10°C/1000 m fino a zone, dette "geotermiche", dove il gradiente può raggiungere valori dieci volte superiori a quello normale.

***Grid parity***

Condizione di parità fra il costo di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e il costo di acquisto dell'energia dalla rete sul mercato *retail* (al dettaglio), energia che è ancora in gran parte prodotta con fonti energetiche convenzionali (fossili o nucleare). La *grid parity* si raggiunge quando l'investimento in un impianto da fonti rinnovabili è conveniente, in termini di rendimento, anche in assenza di incentivi pubblici. La *market parity* (o *generation parity*), invece, si ha nel momento in cui sul mercato all'ingrosso dell'energia (la borsa elettrica) c'è effettiva competitività tra il prezzo di scambio dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e quella prodotta da fonti fossili.

**GTL (*Gas-to-Liquids*)**

Processi chimici in grado di trasformare il gas naturale (miscela composta prevalentemente da metano, molecola con 1 solo atomo di carbonio) in molecole idrocarburiche a catena lunga (che presentano quindi un maggior numero di atomi di carbonio). Queste molecole più complesse hanno la caratteristica di rimanere stabili in fase liquida a temperatura e pressione ambiente. I prodotti ottenibili da tali processi sono tra i più diversi, come il diesel sintetico, il dimetiletere, il metanolo, e sono detti in generale "liquidi da gas". Ovviamente, il loro pregio è di essere trasportabili e stoccabili con maggior facilità rispetto al gas naturale, in particolari condizioni di mercato.

**GTW (*Gas-to-Wire*)**

Tecnologia per il trasporto del gas naturale, che prevede di trasformarlo in energia elettrica nei luoghi di produzione, tramite centrali termoelettriche di ultima generazione a ciclo combinato ad alto rendimento, evitando la costruzione dei

metanodotti. Il paese produttore di gas diventa quindi esportatore di energia elettrica. Pare che questa tecnologia, su distanze medio-brevi, dell'ordine di 1000 km o poco più, possa essere competitiva al trasporto in condotta, soprattutto se le quantità di gas non sono eccessive. Se vi è un mercato dell'energia elettrica entro queste distanze, ciò permette di rendere economicamente significativi anche giacimenti di gas di piccole dimensioni, che altrimenti rimarrebbero inutilizzati.

### **Idrocarburi non convenzionali**

Termine che raggruppa una vasta gamma di risorse energetiche presenti in particolari situazioni geologiche, indipendentemente dalla presenza delle normali "trappole geologiche" in cui si trovano gli idrocarburi più noti, il greggio e il gas naturale. Dal punto di vista della composizione chimica, del contenuto energetico e dell'utilizzo finale gli idrocarburi "non convenzionali" sono identici a quelli "convenzionali". L'unico elemento "non convenzionale" di questi idrocarburi è solo la particolare roccia serbatoio che li contiene, cioè una roccia con permeabilità molto bassa, al limite dell'impermeabilità, oppure si trovano in uno stato fisico "non convenzionale" (ovviamente rispetto agli idrocarburi convenzionali). Per questo motivo, la loro produzione è possibile solo tramite l'applicazione di tecniche particolari, ancorché ben note a livello teorico e ampiamente sviluppate in ambito industriale.

### **Idrogeno**

Primo elemento chimico della tavola periodica. Nonostante l'idrogeno sia il costituente della materia più abbondante nell'Universo, sulla Terra non si trova allo stato molecolare libero, ma solo combinato con altri elementi, in composti come acqua, idrocarburi e in tutte le molecole organiche, incluse quelle degli organismi viventi. Allo stato gassoso, la sua molecola ( $H_2$ , diidrogeno) è un buon combustibile, e in generale è un elemento con ottime proprietà energetiche. Purtroppo, non trovandosi allo stato libero, almeno sulla Terra, l'idrogeno non può essere considerato una fonte energetica primaria, ma soltanto un vettore energetico, e come tale suscettibile di numerose possibili applicazioni nei sistemi energetici del futuro. L'idrogeno molecolare si può produrre artificialmente, liberandolo dalle sostanze che lo contengono, cioè idrocarburi solidi, liquidi o gassosi, biomasse non alimentari, *etc.*, tramite complessi processi chimico-fisici (ma anche biotecnologici), oppure per elettrolisi dall'acqua.

**Idrogeno (colori)**

Relativamente alle tecnologie per la produzione dell'idrogeno, oggi si distinguono vari "colori", puramente convenzionali, che indicano solo il materiale di partenza: le molecole di idrogeno prodotte sono ovviamente identiche. Anche la recente tassonomia verde dell'Unione Europea riconosce i seguenti colori. Grigio: idrogeno prodotto per frazionamento di molecole idrocarburiche (steam reforming, etc.), in particolare da metano o da altri combustibili fossili (carbone, etc.), prevalentemente utilizzato nei settori della raffinazione, nell'industria chimica, alimentare, dei fertilizzanti di sintesi, nella metallurgia, etc. La CO<sub>2</sub> prodotta dai processi è necessariamente liberata in atmosfera. Blu: idrogeno prodotto da combustibili fossili, analogamente all'idrogeno grigio. I processi sono però modificati per essere in grado di catturare la CO<sub>2</sub>, che deve poi essere stoccata con tecniche CCUS, e non quindi dispersa in atmosfera. Verde: idrogeno prodotto per elettrolisi dell'acqua usando energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, come solare o fotovoltaico. Nero: idrogeno prodotto per elettrolisi dell'acqua usando energia elettrica prodotta da centrali termoelettriche a carbone o a petrolio. Viola: idrogeno prodotto per elettrolisi dell'acqua usando energia elettrica prodotta da fonte nucleare, cioè a zero emissione di CO<sub>2</sub>.

**Idrometano**

Definizione commerciale di una miscela di gas ottenuta addizionando idrogeno molecolare al comune gas naturale di rete. Il vantaggio è legato al fatto che tale miscela può essere vantaggiosamente utilizzata nei motori a combustione interna per vari mezzi di trasporto, anche a percentuali variabili di idrogeno, e sembra facilmente trasportabile nelle reti di distribuzione gas esistenti. Si risolverebbe così, almeno in parte, la difficoltà di stoccaggio dell'idrogeno, soprattutto del cosiddetto "idrogeno verde".

**Impianto di Gassificazione a Ciclo Combinato (IGCC)**

Centrale termoelettrica a ciclo combinato che utilizza combustibili solidi, solitamente carbone, ma anche scarti di raffineria. Un impianto di gassificazione trasforma il combustibile solido in un gas di sintesi (*syngas*), costituito principalmente da H<sub>2</sub> e CO, che è poi usato in loco per alimentare una centrale termoelettrica a ciclo combinato. Si tratta di un processo con alta efficienza di conversione energetica, anche superiore a 50%, ed è una tecnologia idonea alla cattura pre-combustione della CO<sub>2</sub>.

**Linea di trasmissione (elettrica)**

Linea elettrica ad alta o altissima tensione, aerea o in cavo, destinata al trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle reti di distribuzione o agli utenti.

**Mercato di Aggiustamento (MA)**

In Italia, è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti in base all'esito del Mercato del Giorno Prima (MGP).

**Mercato del Giorno Prima (MGP)**

In Italia, è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione. In esso sono trattate le partite di energia che definiscono il programma di produzione e prelievo per il giorno successivo a quello di chiusura (programmi cumulati preliminari).

**Mercato dell'energia (Italia)**

Insieme del Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato di Aggiustamento (MA).

**Mercato elettrico (Italia)**

Insieme del Mercato dell'energia e del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

**Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**

In Italia, è la sede di negoziazione per l'approvvigionamento di alcune risorse necessarie per il servizio di dispacciamento.

**Nave metaniera**

Navi progettate e costruite per il trasporto del GNL (gas naturale liquefatto). Il GNL caricato sulle navi metaniere è normalmente trasportato a pressione atmosferica; tuttavia è possibile che il trasporto avvenga, soprattutto se si tratta di piccole navi, in serbatoi lievemente pressurizzati e quindi a temperature lievemente più alte.

**Nave rigassificatrice ORG (*Offshore Regasification Gateway*)**

Il sistema prevede di realizzare navi metaniere adibite al trasporto, ma anche in grado di rigassificare il carico a bordo. La metaniera funge quindi sia da vettore sia da impianto di rigassificazione, quando raggiunge la destinazione finale. L'in-

infrastruttura necessaria al Paese importatore per ricevere il gas (in fase gassosa, e non più liquida) si limita a una boa di ormeggio e scarico, ancorata *offshore*, dalla quale parte una condotta sottomarina che trasporta il gas a terra.

### **Oneri di sbilanciamento (Italia)**

Gli oneri di sbilanciamento dell'energia elettrica servono a coprire i costi sostenuti dal gestore di rete (Terna S.p.A.), quando vi è una differenza tra il programma di immissione e l'effettiva produzione oraria di energia elettrica da un impianto. Come è noto, l'energia elettrica non si può immagazzinare, e pertanto è obbligatorio produrre, istante per istante, la quantità di energia richiesta dai consumatori (utenti privati e/o aziende) e gestirne la trasmissione in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo continuità e la sicurezza della fornitura. Tutti i clienti finali sono tenuti al pagamento del corrispettivo a copertura dei costi di dispacciamento. Tali costi sono previsti e regolati da ARERA; gli oneri di sbilanciamento più gravosi riguardano la produzione da fonti rinnovabili, perché intrinsecamente sono difficilmente programmabili.

### **Pannello solare fotovoltaico**

Apparato optoelettronico che consente di trasformare direttamente la potenza radiante solare in energia elettrica, sfruttando l'effetto fotovoltaico che si crea all'interno di una cosiddetta "cella fotovoltaica" opportunamente costruita. Tale tecnologia si basa sulle proprietà possedute da alcuni materiali semiconduttori (come il silicio monocristallino o quello policristallino) che, dopo essere stati opportunamente trattati, generano energia elettrica se esposti alla radiazione solare.

### **Pannello solare termico (collettore solare)**

Dispositivo per la conversione della potenza radiante solare in calore, per la produzione di acqua calda a circa 60-70°C; sono usati in sostituzione delle tradizionali caldaie alimentate da combustibili fossili. L'acqua calda può essere utilizzata sia per usi domestici (riscaldamento, acqua sanitaria, *etc.*), sia per usi industriali, e deve essere opportunamente accumulata in piccoli serbatoi per garantire la continuità della fornitura anche nelle giornate meno assolate.

### **Perdite di trasporto e trasformazione**

Perdite di energia che si manifestano nei processi di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica nelle reti elettriche a diversi livelli di tensione. Le

perdite di energia elettrica di una rete, in un determinato periodo, sono calcolate come differenza tra l'energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico.

### **Pompa di calore**

Macchina capace di scambiare l'energia termica proveniente da una sorgente a temperatura minore verso una sorgente a temperatura maggiore, utilizzando energia fornita dall'esterno, di norma energia elettrica. Un frigorifero o un condizionatore sono le macchine più note che sfruttano il principio della pompa di calore.

### **Pompaggi idroelettrici**

Unità di generazione idroelettrica a deflusso regolato, in grado di modulare la disponibilità della massa d'acqua contenuta nell'invaso superiore, mediante un impianto di sollevamento azionato da pompe elettromeccaniche, utilizzati per l'accumulo di energia in intervalli di tempo tipicamente giornalieri: uno di produzione e uno di pompaggio. I gruppi di pompaggio possono essere macchine separate, oppure si possono utilizzare le stesse turbine idroelettriche; in quest'ultimo caso, le macchine idrauliche sono progettate per essere reversibili.

### **Potenza nominale**

Potenza massima a cui una macchina può funzionare con continuità in condizioni specificate. Per un generatore elettrico, è la massima potenza ottenibile in regime continuo. Essa è riportata nei dati di targa del generatore, fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario.

### ***Power-to-Gas (PTG)***

Tecnologie e processi mirati a convertire i surplus di energia elettrica in combustibili gassosi, come idrogeno, ma anche metano, gas di sintesi (*syngas*) o anche GPL ottenuti con appositi processi che riescono a combinare idrogeno e CO<sub>2</sub> recuperata da gas di scarico di impianti tradizionali. Più in generale, visti i prevedibili surplus elettrici che si realizzeranno in futuro grazie alla sempre maggior diffusione della produzione elettrica intermittente e non programmabile da solare e eolico, oggi si parla sempre più spesso di tecnologie P2X (*Power-to-X*).

***Power-to-X (P2X)***

Tecnologie di conversione che consentono di disaccoppiare l'energia prodotta dal settore elettrico per l'uso in altri settori, come i trasporti, la chimica, *etc.* La "X" contenuta nel termine può riferirsi a uno dei seguenti settori: *power-to-ammonia*, *power-to-chemicals*, *power-to-fuel*, *power-to-gas*, *power-to-hydrogen*, *power-to-liquid*, *power-to-gas*, *power-to-food*, *power-to-power* e *power-to-syngas*. Detti anche più semplicemente "*e-fuel*", si tratta di combustibili liquidi o gassosi, prodotti sinteticamente con processi chimici alimentati da energia elettrica rinnovabile. I processi di produzione di *e-fuel* sono molto energivori, ma hanno come effetto complessivo quello di trasformare l'energia elettrica rinnovabile in energia chimica, sotto forma di combustibili utilizzabili come vettori energetici. I sistemi *power-to-X*, che utilizzano l'energia elettrica prodotta in eccesso e non consumata in rete, rientrano nella categoria delle misure di flessibilità necessarie nei futuri sistemi energetici con quote elevate di generazione rinnovabile, e si ritiene che in futuro saranno particolarmente utili a perseguire obiettivi di decarbonizzazione sempre più spinti.

***Prosumer***

"Chi è allo stesso tempo produttore e consumatore di un bene" (Treccani). È un neologismo composto dalla contrazione delle parole inglesi *producer* e *consumer*. In altri casi, con significato leggermente diverso, il termine è la contrazione di *professional consumer*. Sostanzialmente, in campo energetico indica un soggetto che produce parte dell'energia elettrica che consuma, non limitandosi al ruolo passivo di consumatore, ma partecipando attivamente alle diverse fasi del processo produttivo, potenzialmente dotandosi di (costosi) sistemi di accumulo domestici, scambiando gli eccessi di produzione con la rete e riducendo quindi le spese di acquisto, nonché le perdite di efficienza per il trasporto.

**Rapporto R/P (idrocarburi)**

Rapporto tra le riserve certe attuali (R) e la produzione annua attuale (P), utilizzato da aziende e agenzie governative per prevedere la disponibilità futura di una risorsa, al fine di determinare la durata di un eventuale nuovo progetto, la quantità di investimenti necessari, il suo reddito futuro, l'occupazione che potrà generare, *etc.* L'unità di misura del rapporto R/P è un tempo; ad es., se si esprime R in m<sup>3</sup>, e P in m<sup>3</sup>/anno (come da comune pratica tecnica), allora il rapporto R/P esprime un numero di "anni". Un'interpretazione semplicistica

del rapporto R/P ha portato a molte false previsioni dell'imminente "esaurimento del petrolio".

### **Rendimento**

Il rendimento di una trasformazione energetica è il rapporto tra energia utile (differenza tra energia immessa e energia dissipata) e energia immessa; il rendimento è un numero adimensionale.

### **Rete di trasmissione**

Insieme di linee di una rete usata per trasportare energia elettrica, generalmente in grande quantità, dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo. La rete di trasmissione è formata da linee ad altissima e ad alta tensione, da stazioni di trasformazione e/o di smistamento, nonché da linee di interconnessione che permettono lo scambio di elettricità con i paesi esteri. L'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) italiana è stato determinato con Decreto dell'ex Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato (ora Ministero dello Sviluppo Economico) del 25 giugno 1999 ed è stato successivamente ampliato con Decreti ministeriali del 23 dicembre 2002, del 27 febbraio 2009, del 16 novembre 2009, del 26 aprile 2010 e del 22 dicembre 2010 (Fonte: MISE).

### **Rigassificatore**

Impianto industriale tipico della filiera del GNL (noto anche come terminale di rigassificazione) in grado di trasformare il GNL da fase liquida (necessaria per il trasporto via nave) a fase gassosa (necessaria per il trasporto in condotta e l'utilizzo finale). La rigassificazione è un procedimento di natura fisica, che consiste nella transizione dalla fase liquida a quella gassosa attraverso uno scambio termico. Concettualmente è un'operazione semplice, che consiste nel riscaldare il GNL fino a temperatura ambiente, trasformandolo nuovamente in fase gassosa.

### **Riserva di potenza**

Quota di potenza del parco di generazione che deve soddisfare lo squilibrio tra produzione e carico dovuto a variazioni aleatorie del fabbisogno, errori di previsione del fabbisogno, indisponibilità imprevista di generazione (ad es., per avarie) e variazioni impreviste nei programmi di scambio con l'estero. Generalmente si può classificare, sulla base dello stato in esercizio dei gruppi che possono metterla a disposizione, in due categorie: riserva rotante e riserva fredda.

**Riserva fredda**

Riserva di potenza erogabile da gruppi di produzione elettrica di qualsiasi tipo, con tempi da una decina di minuti ad un'ora.

**Riserva rotante**

Riserva di potenza che include quella erogabile da i gruppi di produzione idroelettrici in parallelo e i gruppi termoelettrici in parallelo in esercizio con una potenza maggiore alla propria potenza di minimo tecnico. La potenza attribuita alla riserva rotante è attuabile in tempi brevi dalla richiesta, da qualche secondo a pochi minuti.

**Riserve (materie prime)**

Quantità di materiali del sottosuolo già identificati e sfruttabili in maniera economicamente competitiva con le tecnologie oggi disponibili, compatibilmente con la normativa di legge vigente. Le riserve sono un sottoinsieme delle risorse. Con qualche semplificazione, le riserve di idrocarburi indicano il volume di gas naturale o di petrolio greggio oggi contenuto nel sottosuolo che potrà essere prodotto nel futuro mediante l'applicazione delle tecnologie già esistenti, con un costo compatibile con le attuali condizioni economiche, ovvero il prezzo di mercato di greggio o gas (prezzo attuale o prevedibile a breve o medio termine, dell'ordine di pochi anni), e nelle attuali condizioni contrattuali. In linguaggio tecnico, si definiscono riserve certe (o provate, P1) i volumi di idrocarburi già identificati e tecnicamente ed economicamente producibili con probabilità maggiore del 90%. Le riserve probabili (P2) sono invece quelle producibili con probabilità maggiore del 50%, mentre le riserve possibili (P3) sono quelle producibili con probabilità molto minore del 50%.

**Risorse**

Quantità di materiali la cui esistenza è indicata come probabile, ma la cui consistenza non è ancora stata riconosciuta con certezza, o non sono ancora sfruttabili a costi competitivi. "Le risorse sono tutto ciò che costituisce un elemento primario, fondamentale e insostituibile per la vita. Il termine sottintende il significato di utilità, in relazione a soggetti che se ne avvalgono; relativamente alla vita umana, l'utilità è connessa al valore che gli uomini gli attribuiscono, ed è quindi funzione della cultura, delle tradizioni e di espressioni etiche" (C. Bertani, 2003).

***Royalties (idrocarburi)***

In origine, il termine *royalty* indicava l'aliquota di prodotto lordo che le società concessionarie di giacimenti minerari (compresi quelli di petrolio) si impegnavano a corrispondere in natura allo Stato concedente. Oggi, il termine *royalties* indica il pagamento di un corrispettivo allo Stato per poter produrre un dato bene ai fini commerciali; esse sono quindi la remunerazione di diritti ceduti a terzi, e sono applicate al valore della produzione. Oltre le *royalties*, lo Stato italiano ottiene entrate anche dalla tassazione degli utili delle compagnie petrolifere concessionarie dei giacimenti.

**Sistema elettrico nazionale**

Il sistema elettrico nazionale è articolato in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Il Sistema elettrico nazionale è costituito dall'insieme degli impianti di produzione, dalle reti di trasmissione e distribuzione, dai servizi ausiliari e dai dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati sul territorio italiano.

**Sistema energetico**

Complesso dei processi di produzione, trasformazione, trasporto e distribuzione delle varie fonti di energia. Tanto è semplice l'utilizzo dell'energia messa a disposizione ai singoli cittadini (ad es., premendo un pulsante si accende una luce, si riscalda la propria abitazione, si mette in moto la propria automobile, *etc.*), tanto è complesso produrre e trasportare quell'energia.

***Smart grid***

Accoppiamento di una rete di distribuzione elettrica con una rete di informazione in grado di mettere in comunicazione, in tempo reale, produttori e consumatori, e consente la gestione della rete elettrica in modo intelligente, razionalizzando la distribuzione dell'energia elettrica, minimizzando i possibili sovraccarichi e le variazioni di tensione, che potrebbero causare interruzioni della fornitura elettrica. Inoltre, una *smart grid* è in grado di integrare le azioni di un alto numero di produttori ed utenti energetici connessi, che sono contemporaneamente consumatori e produttori (*prosumer*).

***Stakeholder***

Tutti coloro (persone, gruppi, organizzazioni, istituzioni) che hanno interesse per l'operato dell'impresa, a maggior ragione se tale operato produce nei

loro confronti un impatto diretto sul piano economico, come per gli azionisti, i dipendenti, i clienti e i fornitori, ma anche se la relazione è più indiretta e lontana, come nel caso dell'interesse della collettività alla conservazione dell'ambiente.

**Stoccaggio**

Deposito di prodotti realizzato per adeguare la risposta dell'offerta alle esigenze periodiche del mercato. Può riguardare prodotti petroliferi, semilavorati, intermedi, petrolchimici, prodotti finiti, gas naturale. Nel caso del gas, lo stoccaggio risponde alle esigenze di soddisfare la variabilità della domanda (modulazione), cui non può fare fronte esclusivamente il sistema di trasporto, attraverso la variazione, entro i limiti consentiti, della pressione di esercizio della rete. Per stoccaggio gas si intende il complesso di tecniche che permettono il deposito temporaneo di grandi volumi di gas naturale all'interno di strutture geologiche del sottosuolo. Gli stoccaggi devono essere in grado di contenere opportune quantità di gas, immagazzinate durante i periodi di minore consumo (in estate), per essere poi rilasciate gradualmente durante i periodi di maggiore consumo (in inverno).

**Teleriscaldamento**

Sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città, che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto a cogenerazione o da una sorgente geotermica (ma non da un impianto di geoscambio). In un sistema di teleriscaldamento, il calore è distribuito agli edifici sotto forma di acqua calda o di vapor d'acqua, tramite un'infrastruttura di trasporto dedicata, ovvero una rete di tubazioni interrate opportunamente coibentate.

**Tensione (elettrica)**

Differenza di potenziale elettrico tra due conduttori. Nel campo del trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, le linee di trasmissione sono esercite a varie tensioni. Orientativamente, si distingue tra altissima tensione (AAT), alta tensione (AT), media tensione (MT) e bassa tensione (BT), dove:  $50 < BT \leq 1000 \text{ V}$ ;  $1 < MT \leq 35 \text{ kV}$ ,  $35 < AT \leq 220 \text{ kV}$ ,  $AAT > 220 \text{ kV}$ . I valori si riferiscono alla tensione nominale, ovvero al valore di riferimento della differenza di potenziale utilizzato per la progettazione dell'impianto (o dell'apparato o della macchina elettrica).

**Transizione energetica**

Possibile percorso “alternativo” per soddisfare i fabbisogni energetici, preferendo soluzioni caratterizzate da un ridotto impatto ambientale e da una maggiore sostenibilità, qualunque cosa significhi quest’ultimo termine. La transizione energetica rappresenta uno strumento prezioso per disegnare un futuro sostenibile dal punto di vista ambientale ma anche economico e sociale. Il concetto si coniuga strettamente con quello di efficienza energetica, di energie rinnovabili, di combustibili a basse emissioni di CO<sub>2</sub> (come il gas naturale), nonché di lotta contro la povertà energetica, ovvero l’accesso universale all’energia.

**Trasformatore (elettrico)**

Macchina elettrica statica alimentata a corrente alternata, necessaria per il collegamento e il trasferimento di potenza tra reti di trasmissione o distribuzione a diversa tensione nominale. Il suo funzionamento è regolato dalle leggi dell’induzione elettromagnetica.

**Trasmissione (elettrica)**

Attività di trasporto e trasformazione dell’energia elettrica sulla Rete di Trasporto Nazionale ad alta e altissima tensione.

**Turbogas (centrale)**

Produzione di energia elettrica con un motore a combustione interna turboespansore, di norma alimentato a gas naturale. Esistono però anche configurazioni progettate per l’utilizzo con combustibili liquidi, ad. es, gasolio. Il principio di funzionamento del turboespansore è analogo a quello dei motori a reazione di un aereo. Un compressore inietta aria nella camera di combustione, dove si unisce al combustibile, generando energia termica ad alta temperatura (1000-1200°C), poi convertita in energia meccanica da una turbina. Il moto della turbina è quindi utilizzato per generare energia elettrica tramite un alternatore.

#### Crediti fotografici

© Steve Walsh: p. 12; © Global Archive: p. 36; © Sooksan Kasiansin: p. 56; © Ijustshotu: p. 70; © Geoff Blondahl: p. 92; © Tom Smith: p. 118; © Greg L. Jones: p. 132; © Julia Fuchs: p. 150; © Beer30: p. 162; © Markrd5: p. 178; © CML: p. 194; © Larah McElroy: p. 210; © Krisztian Klisics: p. 228; © Yellowstone National Park: p. 244; © Elena Zanon: p. 266.

Finito di stampare nel mese di gennaio 2021  
per i tipi di Bononia University Press



ALMA MATER STUDIORUM  
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

La capacità di sostenere e aumentare la richiesta di energia è oggetto di ansie crescenti, soprattutto per i non addetti ai lavori. Nel dibattito attuale, la dimensione, i costi e le sfide tecniche poste dall'impiego delle diverse fonti energetiche sono oggetto di discussione e di posizioni molto differenti, apparentemente inconciliabili e spesso molto confuse. Eppure, pochi dibattiti sono altrettanto rilevanti per il futuro dell'economia mondiale e delle dinamiche sociali dei prossimi decenni.

**OPEN**  

---

**TEACHING** 

ISBN 978-88-6923-649-5



9 788869 236495

[www.buponline.com](http://www.buponline.com)

€ 30,00