

Capitolo 2

Produzione dell'energia elettrica

Prima di analizzare i vari tipi di centrali di produzione dell'energia elettrica, risulta utile fornire qualche informazione di carattere generale sulla produzione dell'energia elettrica, ponendo l'accento su quali siano le fonti di energia che, una volta trasformate, renderanno disponibile l'energia elettrica di cui un paese come il nostro ha bisogno.

2.1 Le fonti primarie di energia

È bene iniziare dicendo che 'produrre energia elettrica' significa, in realtà, trasformare una fonte di energia esistente, detta **primaria**, in energia elettrica. Le fonti primarie si presentano sotto due forme:

- » fonti **rinnovabili** periodicamente, la cui disponibilità è continuamente rinnovata da fenomeni naturali, si pensi al ciclo dell'acqua, all'energia solare, trasformata in elettrica attraverso conversione diretta nelle celle fotovoltaiche o mediante conversione intermedia in energia termica del vapore, oppure all'energia eolica, prodotta dal vento;
- » fonti **non rinnovabili**, che si esauriscono con il loro uso, si pensi ai combustibili tradizionali.

Le fonti primarie oggi maggiormente impiegate sono l'energia delle masse d'acqua presenti in bacini di accumulo o fluente nei corsi d'acqua, utilizzata nelle *centrali idroelettriche*, e l'energia fornita dai combustibili di origine fossile, quali gas naturale, carbone, olio combustibile, trasformata nelle *centrali termoelettriche*. Vi sono, poi, altre fonti di energia primaria, il cui uso, a causa della loro scarsa disponibilità è piuttosto limitato, come l'energia geotermoelettrica, presente sotto forma di calore posseduto da vapore, acqua e rocce sotterranee.

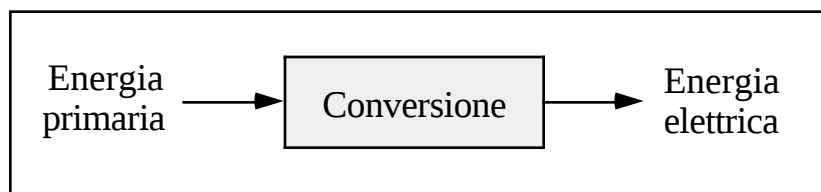


Figura 2.1: conversione diretta.

La trasformazione dell'energia primaria può avvenire in una o più trasformazioni. In base al numero di trasformazioni è possibile operare una **conversione diretta**, mostrata in Figura 2.1, quando non si utilizzano trasformazioni intermedie, oppure una **conversione indiretta**, mostrata in Figura 2.2, quando la trasformazione avviene attraverso più forme intermedie.

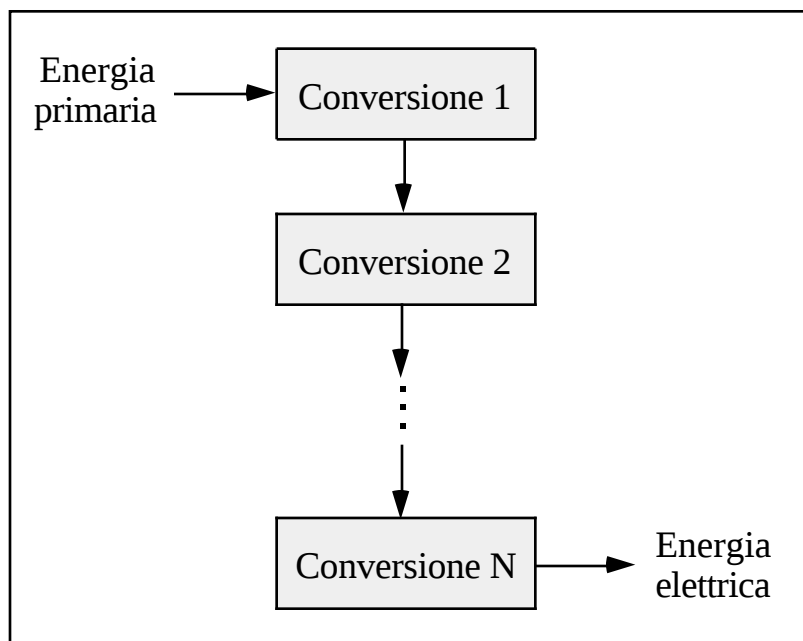


Figura 2.2: conversione indiretta.

Nel capitolo precedente è stata riportata la ripartizione tra i vari tipi di centrali della produzione dell'energia elettrica in epoca recente, vale a dire nel 1990. È, però, interessante esaminare l'evoluzione energetica nel corso degli anni: si dia, allora, uno sguardo ai dati riportati nella tabella che segue, che si riferisce alla potenza di generazione *installata* in Italia in alcuni anni.

Potenza P	Totale	Idroelettrica		Termoelettrica		Geotermica		Nucleare	
	(MW)	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%
1950	7487	6302	84	967	13	218	3	-	-
1963	19716	12517	63.5	6724	34.1	315	1.6	160	0.8
1986	58262	18047	31	38438	66	465	0.8	1312	2.2
1990	58596	18996	32.4	39116	66.7	514	0.9	-	-

I valori della tabella indicano chiaramente il notevole incremento, sia in termini assoluti che percentuali, degli impianti termoelettrici, incremento particolarmente accentuato a partire dalla metà degli anni sessanta. Le installazioni idroelettriche, invece, pur aumentando in termini assoluti, hanno subito una drastica diminuzione

in termini percentuali. Le ragioni di ciò sono di carattere sia tecnico, sia economico: la tecnologia dei generatori di vapore e quella delle turbine a vapore si è sviluppata enormemente nel periodo riportato ed, almeno fino al 1975, il prezzo dell'olio combustibile è rimasto abbastanza contenuto, mentre la possibilità di utilizzo di nuove risorse idroelettriche si è andata saturando. Si tenga presente che le centrali idroelettriche non sono prive di fattori di rischio per la popolazione: il disastro del Vajont del 9 ottobre 1963 causò più di duemila vittime.

L'energia prodotta ha seguito un andamento 'storico' non molto dissimile da quello della potenza installata. In questo caso, naturalmente, a tale andamento ha contribuito non solo la potenza installata nelle varie centrali, ma anche il tempo di funzionamento delle centrali stesse. In Figura 2.3, presa dal lavoro di P. M. Pellò 'I parchi energetici: considerazioni sulla localizzazione delle centrali elettriche', pubblicato nel 1987 dalla rivista 'L'Elettrotecnica', si è riportato lo sviluppo della produzione di energia elettrica in Italia dal 1931 al 1986, suddivisa per fonte primaria.

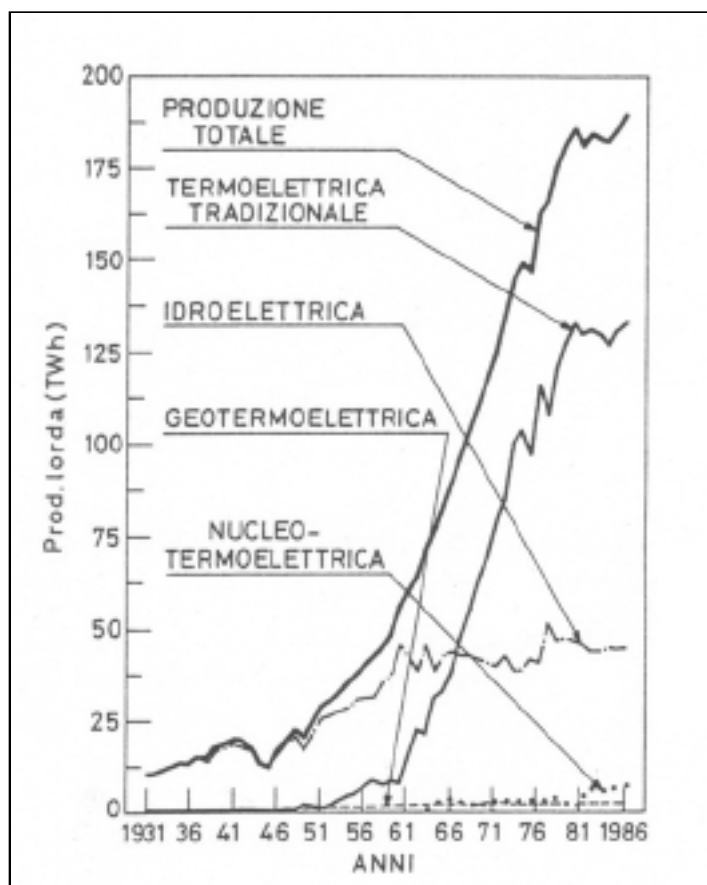


Figura 2.3: sviluppo dell'energia elettrica in Italia, suddivisa per fonte primaria.

A ciò va aggiunto che, nel giro di pochi anni, l'Enel si è trasformata da un'unica società in diverse società che arricchiscono il mercato dell'energia. Le numerose privatizzazioni del settore elettrico stanno determinando un nuovo scenario: le reti sono oramai accessibili agli investitori e la gestione del settore, come avviene già nel

Regno Unito e nei paesi scandinavi, potrebbe essere controllata da aziende estere oppure esercitata da un polo aziendale comune. Sono anche nate nuove figure professionali, tra le quali ricordiamo l'**account manager**, che ha il compito di contattare quei clienti che consumano molta energia, come ad esempio le aziende, allo scopo di ottimizzare i consumi e proporre contratti specifici, ed il **professionista della pianificazione finanziaria**, che collaborerà con economisti ed altri esperti per valutare i costi di acquisizione o di realizzazione di nuove centrali.

Per i paesi in via di sviluppo, molto spesso principali detentori di fonti energetiche, questo nuovo scenario di gestione delle risorse rappresenta un'ottima opportunità per la crescita del potenziale economico: nel futuro la questione principale sarà la gestione delle fonti esistenti per soddisfare la crescente domanda.

2.2 Centrali idroelettriche

Le centrali idroelettriche svolgono un ruolo fondamentale in un moderno sistema elettrico per le loro caratteristiche di economicità e flessibilità. Qui non si vuole approfondire l'argomento, rimandando chi volesse farlo alla vastissima letteratura esistente, ma ci si limiterà a dare informazioni di carattere generale, in grado di fornire un soddisfacente punto di partenza ed un'utile panoramica.

Nelle centrali idroelettriche le turbine sono azionate dall'energia cinetica dell'acqua. Hanno, dunque, i pregi di utilizzare un vettore energetico rinnovabile, molto economico e di non presentare emissioni inquinanti. La Norvegia, per esempio, nazione scarsamente popolata, ma dotata di grandi risorse idroelettriche, produce in questo modo quasi tutta l'energia elettrica. Nel nostro paese, invece, l'energia idroelettrica costituisce solo una piccola frazione della produzione totale: un ulteriore sfruttamento delle risorse idriche per fini elettrici risulterebbe in conflitto con le esigenze di altre attività, come per esempio quelle agricole, ed inaccettabile per l'impatto ambientale che hanno i bacini artificiali.

• Energia primaria

Consideriamo una massa M d'acqua, di peso specifico $g = 9.81 \cdot 10^3 \text{ N/m}^3$, posta ad una altezza z (m) da un piano di riferimento, sottoposta ad una pressione p (N/m^2) e dotata di velocità v (m/s). L'energia totale W posseduta da questa massa si può esprimere come

$$W = M g H ,$$

dove, per semplicità, abbiamo indicato con 'H' la quantità

$$H = z + \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2g},$$

detta **trinomio di Bernoulli**, oppure prevalenza. Essa rappresenta l'energia totale relativa all'unità di peso del liquido ed è composta dai tre termini seguenti:

z , altezza geodetica pari all'energia potenziale unitaria di posizione;

$\frac{p}{\rho}$, altezza piezometrica pari all'energia unitaria potenziale di pressione;

$\frac{v^2}{2g}$, altezza cinetica pari all'energia cinetica unitaria.

Chiamiamo 'salto disponibile' H_D la differenza del trinomio di Bernoulli tra il pelo libero del bacino di carico (1), che è il punto più alto a cui è posta l'acqua, ed il pelo libero dell'acqua immediatamente dopo l'uscita della turbina (2), che rappresenta il punto in cui l'acqua viene scaricata:

$$H_D = z_1 + \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} - \left(z_2 + \frac{p_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g} \right) = z_1 - z_2 + \frac{p_1 - p_2}{\rho} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g}.$$

Più avanti si dirà in dettaglio cosa si debba intendere per 'bacino di carico' e come operi una 'turbina'. Per il momento ci limitiamo a sottolineare che i due termini

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} \quad \text{e} \quad \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g}$$

possono, nella maggior parte dei casi, ritenersi trascurabili e il 'salto disponibile' è circa uguale al 'salto geodetico' H_G :

$$H_D \approx z_1 - z_2 = H_G.$$

Detta Q_V (m^3/s) la portata volumetrica, corrispondente al volume di liquido che fluisce nell'unità di tempo attraverso una assegnata sezione, la **potenza teorica** P sviluppabile è data dalla relazione

$$P = \rho Q_V H_D.$$

Si tenga presente che, nelle centrali idroelettriche, l'energia posseduta dall'acqua viene trasformata prima in energia meccanica, poi in elettrica. È evidente che

sull'asse della turbina non si potrà raccogliere che una parte della potenza teorica e ciò a causa delle diverse perdite presenti nella macchina. Indicando, allora, con h il rendimento complessivo della trasformazione e con P_E la **potenza elettrica erogata** dal generatore, si pone per definizione

$$h = \frac{P_E}{P} = \frac{P_E}{g H_D Q_V},$$

da cui discende subito che

$$P_E = h g H_D Q_V.$$

In genere, per impianti tipici, si ha che $h = 0.82 \div 0.88$. L'esame dell'ultima relazione mostra che la potenza elettrica ottenibile dipende dalla portata volumetrica Q_V e dal 'salto disponibile' H_D , cioè si possono ottenere elevate potenze sia con elevati valori della portata che del salto.

• Trasformazioni energetiche

La trasformazione dell'energia posseduta dall'acqua in energia elettrica viene completata da tre elementi fondamentali, che agiscono in sequenza:

- » la **condotta forzata**, che provvede a convogliare l'acqua verso la turbina;
- » la **turbina idraulica**, che provvede a trasformare l'energia idraulica in energia meccanica;
- » il **generatore elettrico**, deputato alla trasformazione da energia meccanica in energia elettrica.

Il funzionamento di una **condotta forzata** a sezione costante viene preso in esame in Figura 2.4.

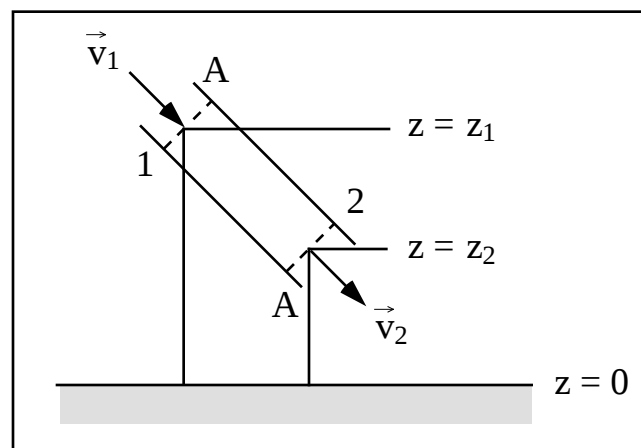


Figura 2.4: tratto di condotta forzata a sezione costante.

In regime permanente, la portata volumetrica è costante e, detta A l'area della sezione, che supponiamo uguale all'imbocco ed all'uscita, si ha

$$Q_{V1} = Q_{V2} \quad \&E \quad A v_1 = A v_2 \quad \&E \quad v_1 = v_2 .$$

Dunque, anche le velocità di ingresso e di uscita dalla condotta sono uguali.

Si proceda, ora, ad un bilancio energetico all'imbocco ed all'uscita della condotta. Indicando con W_1 l'energia posseduta dalla massa d'acqua all'imbocco della condotta e con W_2 quella all'uscita, si può scrivere

$$W_1 = W_2 + \text{perdite} ,$$

in cui con il termine generico di 'perdite' abbiamo indicato la quantità di energia persa, a causa degli attriti, lungo la condotta. Usando il teorema di Bernoulli ed indicando con Y_C le **perdite di carico** lungo la condotta, ovvero le precedenti perdite riferite al peso dell'acqua, la precedente relazione diventa

$$m g H_1 = m g H_2 + m g Y_C .$$

Semplificando, si può scrivere che

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g} + Y_C .$$

Ricordando l'uguaglianza delle velocità, è possibile eliminare i termini che le contengono, per ottenere la relazione

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + Y_C ,$$

che, dopo qualche semplice passaggio algebrico, diventa

$$p_2 - p_1 = \rho [(z_1 - z_2) - Y_C] .$$

Quest'ultima espressione mostra che l'incremento di pressione $p_2 - p_1$ è proporzionale alla differenza di quota $z_1 - z_2$, a meno delle perdite di carico: nel caso limite di perdite nulle, un abbassamento di quota del liquido produce un proporzionale aumento della pressione.

Alla luce di quanto detto, la condotta forzata può essere considerata come un sistema che trasforma energia potenziale di posizione in energia potenziale di

pressione. In realtà, le condotte forzate non hanno sezione costante, ma vanno restringendosi verso valle: in questo caso la diminuzione di quota si traduce sia in aumento della pressione, sia in aumento della velocità del liquido.

Dopo aver esaminato la condotta, si passi ad esaminare cosa accade nella **turbina idraulica**, il componente fondamentale degli impianti idroelettrici.

La prima idea di questo tipo di turbina fu data da Segner (1750) con il suo arganello idraulico; più tardi Eulero (1784) ne elaborò la teoria, ma solo con Fourneyron (1827) si ebbe la costruzione della prima turbina, che era centrifuga ad asse verticale. La turbina a reazione si sviluppò attraverso le successive realizzazioni di Jonval (1837), Howd (1838) e Francis, che verso il 1850 costruì il prototipo della turbina che ancora oggi porta il suo nome, anche se perfezionata; più recenti sono le turbine ad elica e la turbina Kaplan (1914). Tra le turbine ad azione ricordiamo quella di Girard (1851) e di Pelton, che verso il 1880 ideò il tipo che, attraverso vari miglioramenti, è giunta fino ai giorni nostri.

Una turbina è fundamentalmente costituita da due blocchi: il distributore e la girante.

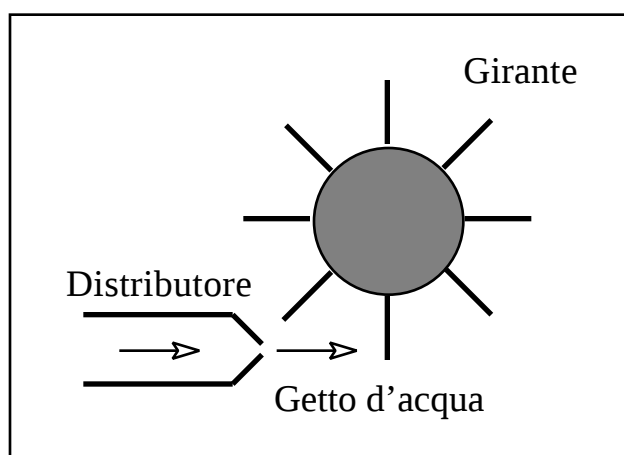


Figura 2.5: schema semplificato del meccanismo distributore-girante.

Il distributore è, in sostanza, un dispositivo che si comporta come una condotta troncoconica, in cui avviene la trasformazione della pressione dell'acqua in velocità all'uscita; la girante è un azionamento meccanico, le cui pale vengono messe in rotazione dall'impatto del liquido. In pratica, il distributore indirizza e regola il flusso d'acqua, la girante comunica all'albero su cui è montata l'energia sottratta all'acqua.

Le turbine sono macchine idrauliche motrici che si distinguono in due categorie: le turbine ad azione e le turbine a reazione. Nelle *turbine ad azione* tutta l'energia relativa al salto si trasforma in energia cinetica nel distributore; quindi l'energia cinetica, che possiede l'acqua all'ingresso della girante, si trasforma, in quest'ultima, in energia meccanica, ad eccezione delle inevitabili perdite. In questo

tipo di turbina, l'acqua incontra la girante a pressione atmosferica e sempre alla stessa pressione agisce lungo le pale. Nelle *turbine a reazione* solo una parte dell'energia relativa al salto si trasforma in energia cinetica nel distributore; l'acqua, quindi, entra nella girante con una pressione, dovuta alla rimanente parte del salto non trasformata, e con una certa velocità, e qui si avrà la trasformazione dell'energia posseduta dall'acqua, di velocità e di pressione, in energia meccanica, sempre tenendo conto delle inevitabili perdite.

Le sole turbine ad azione sono le **turbine Pelton**, così chiamate dal nome del loro inventore, adoperate nel caso in cui siano disponibili salti elevati, superiori a 400 m, e portate d'acqua relativamente ridotte. Esse sono costituite da un disco di acciaio che porta lungo la propria circonferenza delle pale, a forma di cucchiaino, fissate al disco mediante bulloni. Per l'alimentazione della turbina Pelton si usa un distributore costituito da una tubazione a spirale, all'uscita del quale l'energia idraulica viene completamente trasformata in energia cinetica e l'acqua ad elevata velocità impatta sulle pale a cucchiaino, azionando la turbina.

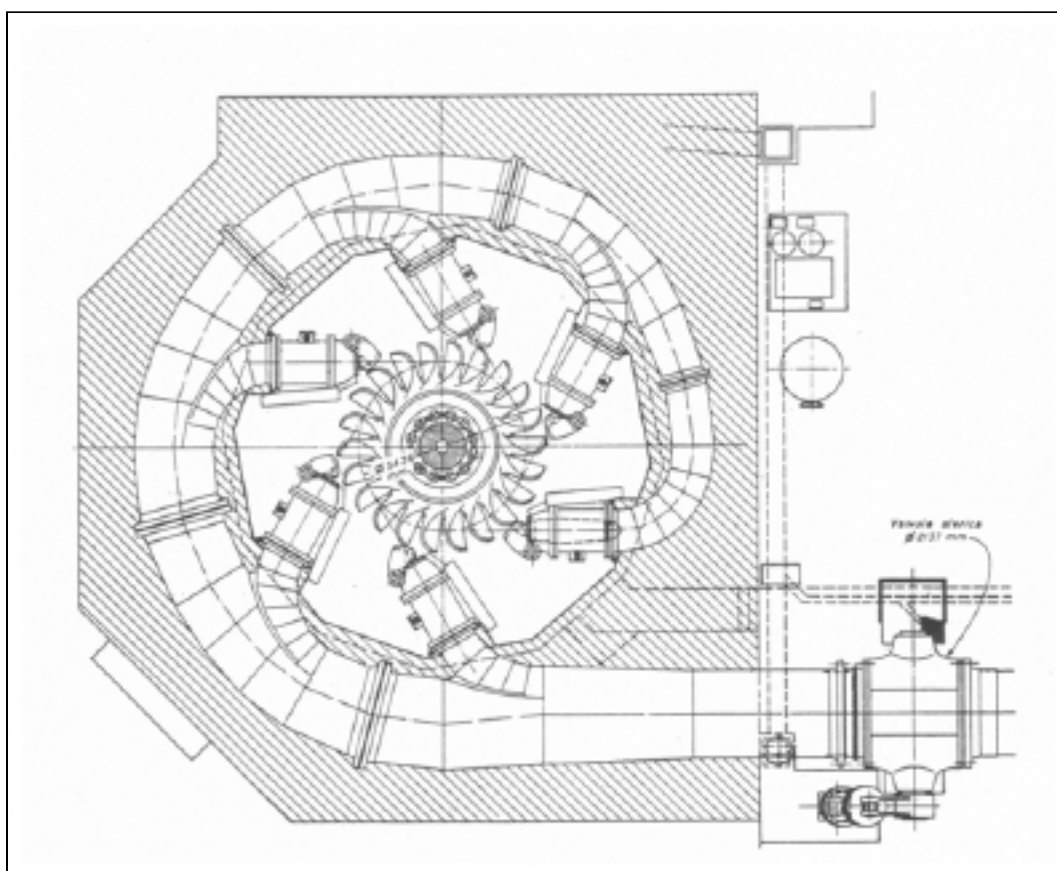


Figura 2.6: turbina Pelton.

Nelle **turbine a reazione Francis e Kaplan**, mostrate nelle Figure 2.7 e 2.8, rispettivamente, distributore e girante sono collocati all'interno dello stesso involucro. All'uscita del distributore l'energia idraulica è solo in parte trasformata in energia cinetica con un aumento della velocità dell'acqua; una restante aliquota è

ancora presente sotto forma di energia di pressione e la trasformazione di quest'ultima in energia cinetica è realizzata nella stessa girante, grazie alla particolare geometria di quest'ultima. Per sfruttare al massimo l'energia della caduta, nella turbina Francis mostrata in Figura 2.7, ma un discorso analogo vale anche per la turbina Kaplan, l'acqua, obbligata ad imboccare un grosso tubo circolare a sezione decrescente, mette in rotazione la girante collegata all'alternatore.

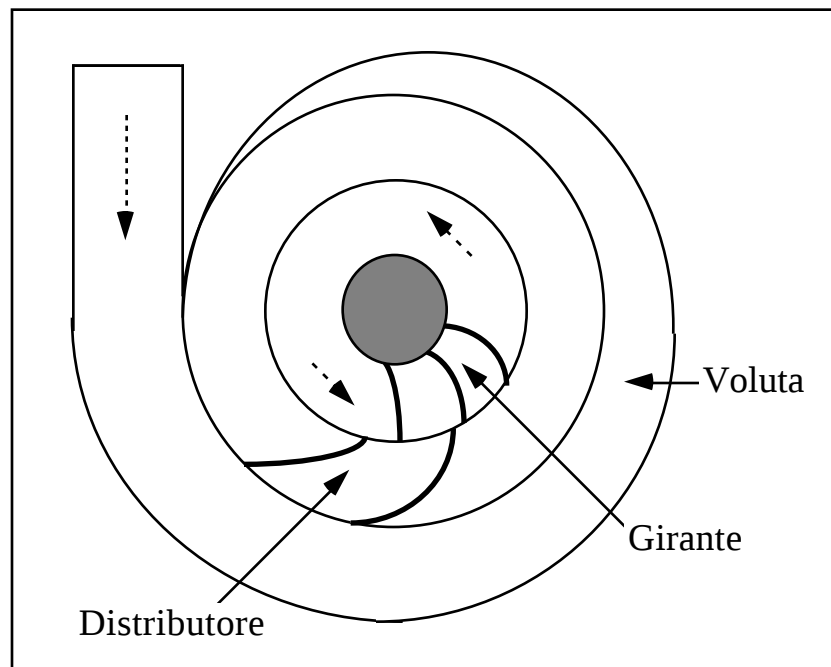


Figura 2.7: meccanismo di ingresso dell'acqua in una turbina Francis.

Per salti medi, compresi tra 80 m e 400 m, si usano le turbine Francis, mentre, se il salto disponibile è basso, inferiore a 80 m, e le portate sono rilevanti, si usano le turbine Kaplan.

L'impianto che dispone del dislivello maggiore, circa 1770 metri, si trova a Reisseck, in Austria, ed utilizza una turbina Pelton, mentre singole unità di notevoli dimensioni sono installate nell'impianto di Itaipu, in Brasile: si tratta di 18 turbine Francis da circa 700 MW ciascuna, per una capacità complessiva di 12.6 GW.

La turbina idraulica di tipo Francis, con adeguate modifiche alle pale, può essere utilizzata come gruppo reversibile, agendo come pompa; la centrale prende allora il nome di impianto di pompaggio. Immagazzinare l'energia elettrica in modo economico non è possibile, ma l'azionamento della cosiddetta pompa-turbina nelle ore di consumo ridotto consente di pompare nel bacino di raccolta una quantità di acqua che può essere poi riutilizzata nelle ore di massimo consumo per azionare la turbina. Negli ultimi anni la tecnologia della pompa-turbina è stata sviluppata tanto da essere applicata a dislivelli fino a 600 m con unità di oltre 400 MW.

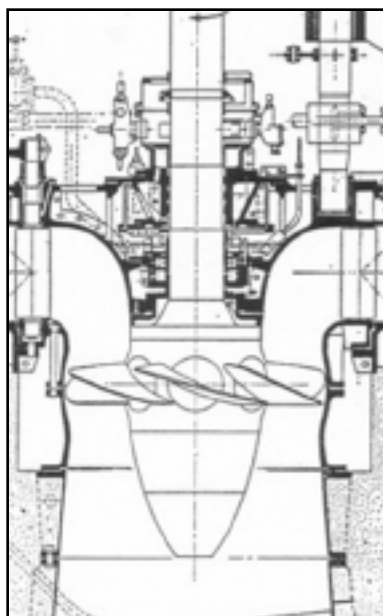


Figura 2.8: turbina Kaplan ad elica.

Infine, oltre a quanto già detto, ricordiamo che un elemento di giudizio per la scelta del tipo di turbina è il numero di giri caratteristico n_C (giri/minuto). L'esperienza ha dimostrato i valori di n_C consigliabili per i vari tipi di turbina sono quelli riassunti nella tabella che segue.

Tipo di turbina	n_C (giri/minuto)
Pelton ad un getto	10 ÷ 25
Pelton a più getti	25 ÷ 70
Francis lenta	60 ÷ 100
Francis normale	100 ÷ 200
Francis veloce	200 ÷ 350
Francis ultraveloce	350 ÷ 400
Kaplan ad elica	400 ÷ 1200

• Tipologie di centrali e loro componenti

Gli impianti idroelettrici possono essere classificati in base al salto sfruttato, alla portata ed al sistema di utilizzazione dell'acqua. In generale, le centrali idroelettriche che sfruttano grandi portate sono del tipo ad acqua fluente ed utilizzano piccoli salti, mentre le centrali a serbatoio non dispongono di grandi portate e sfruttano salti medi e grandi.

Nella **centrale ad acqua fluente**, schematicamente mostrata in Figura 2.9, l'acqua viene derivata da un punto in alto, quindi portata ad un *bacino di carico* mediante un *canale derivatore*, convogliata nella *condotta forzata*, ed infine scaricata in un punto più a valle.

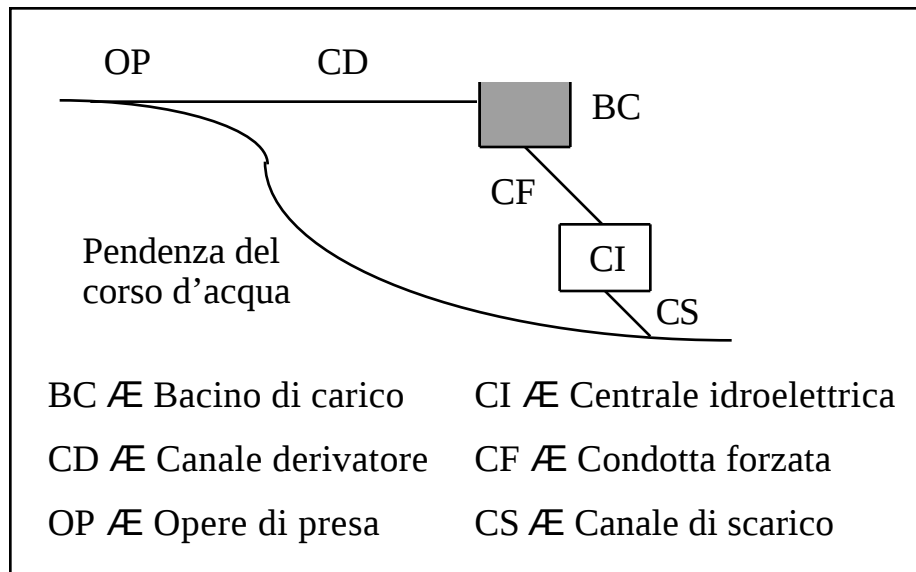


Figura 2.9: schema di una centrale ad acqua fluente.

La **centrale a serbatoio** si basa, invece, sulla realizzazione di un grosso serbatoio, detto *invaso*, creato mediante una diga: dall'invaso viene derivata l'acqua verso la centrale secondo schemi diversi in funzione della morfologia del territorio, come mostrato nelle Figure 2.10 e 2.11.

La prima soluzione, mostrata in Figura 2.10, riduce al minimo le opere di adduzione dell'acqua in centrale e le relative perdite di carico, ma non consente grandi dislivelli, per cui risulta utile solo quando si disponga di grosse portate.

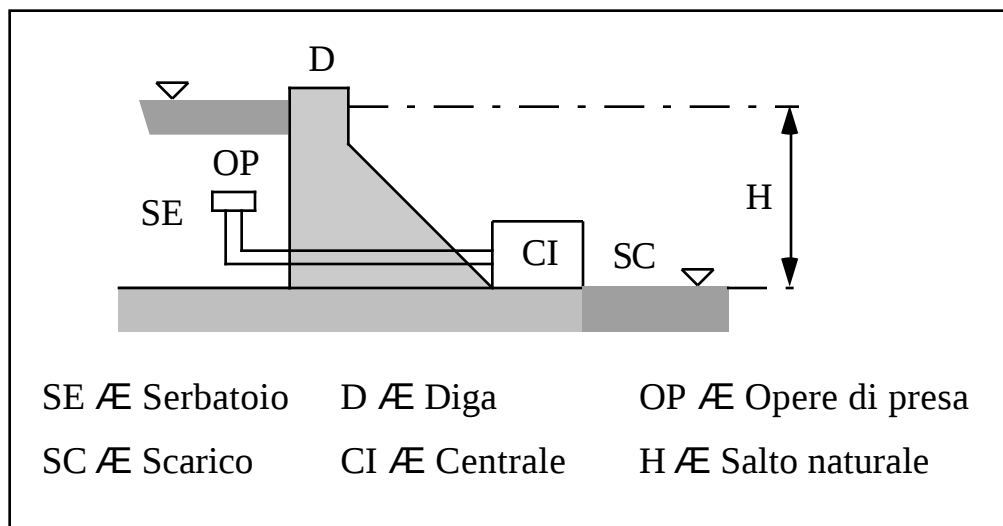


Figura 2.10: primo tipo di una centrale a serbatoio.

Il secondo schema, riportato Figura 2.11, è molto frequente nelle grandi centrali, costituite da un serbatoio in quota e da impianti a valle.

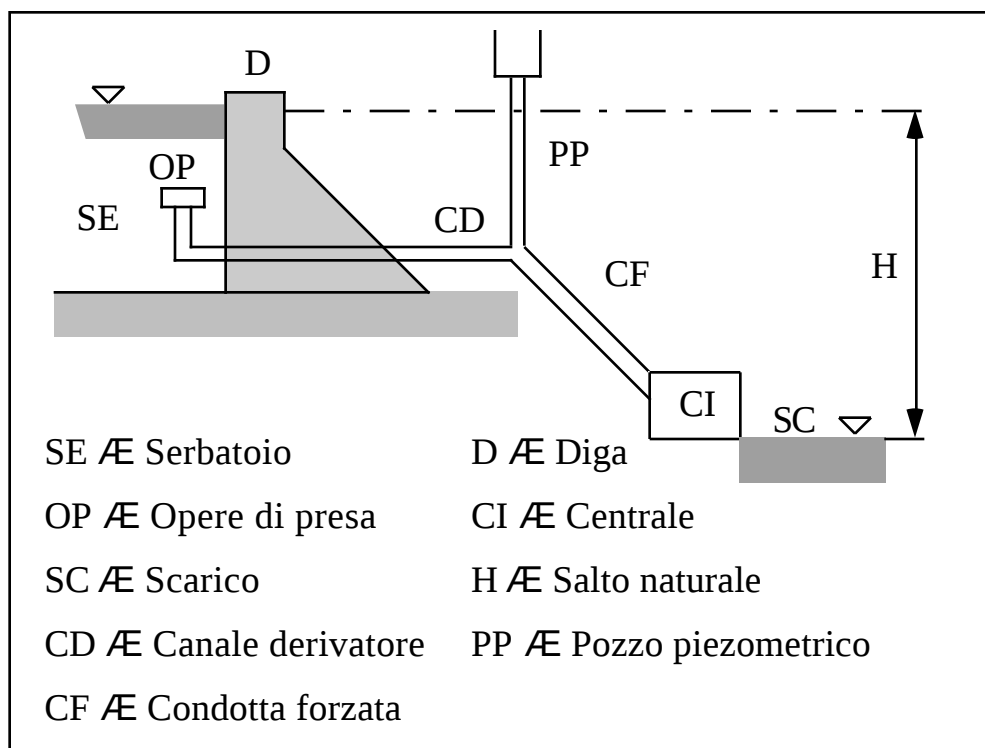


Figura 2.11: secondo tipo di una centrale a serbatoio.

Venendo, ora, ai componenti essenziali di una centrale idroelettrica, si può dire che le *opere di sbarramento* (dighe) servono a modificare il livello o la portata naturale di un corso d'acqua, mentre le *opere di presa* vengono utilizzate per convogliare la desiderata portata d'acqua nel canale derivatore e possono essere sia a pelo libero, per impianti ad acqua fluente, sia in pressione, per impianti a serbatoio. Il *canale derivatore* è parte integrante delle *opere di adduzione* e serve a portare l'acqua dall'opera di presa all'inizio delle condotte forzate. Negli impianti ad acqua fluente, inoltre, il canale derivatore termina in un *bacino di carico*, da cui partono le condotte forzate.

Il *pozzo piezometrico*, posto all'inizio delle condotte forzate per gli impianti a serbatoio, è costituito da un corpo di forma cilindrica, più alto del massimo livello del bacino per evitare la fuoriuscita dell'acqua, ed ha il compito di proteggere dal 'colpo d'ariete', che si origina quando, a causa di una brusca diminuzione di portata, l'energia cinetica si trasforma in energia di pressione che produce un moto ondoso nella massa di acqua; l'interposizione del pozzo consente oscillazioni di livello che riducono la pressione dell'acqua sulle pareti della condotta. Si consideri una saracinesca posta tra il termine di una condotta e la turbina da essa alimentata; il colpo di ariete si può verificare non solo all'apertura ed alla chiusura della saracinesca, ma anche quando, per esigenze tecniche, occorra variare rapidamente l'afflusso di acqua. La variazione di pressione si manifesta nel tempo con un carattere ondulatorio: nel caso di chiusura di una saracinesca, ad un rapido ed elevato aumento della pressione segue una diminuzione fino a valori inferiori a

quelli normali, poi un nuovo aumento e così via. Nel caso di apertura, invece, si verifica l'opposto: ad una diminuzione segue una sovrappressione e così via. È ovvio che gli attriti smorzano le oscillazioni. Il colpo di ariete si propaga fino al serbatoio da cui la condotta ha origine: la velocità di propagazione è variabile tra 600 m/s e 1300 m/s. Ciò spiega perché le manovre di regolazione, e soprattutto quelle di apertura e di chiusura, vanno condotte con la necessaria lentezza. Siccome ciò non è sempre possibile per esigenze di funzionamento, si usa nelle turbine deviare il getto che colpisce le pale, o scaricare da apposite pale l'acqua di supero, attendendo poi alla manovra nel tempo richiesto.

Infine, le *condotte forzate* sono tubazioni in pressione, di sezione circolare, che consentono l'afflusso dell'acqua alla turbina e realizzano la trasformazione da energia potenziale a pressione.

• La centrale di accumulazione o pompaggio

Una variante della normale centrale idroelettrica è rappresentata dalla cosiddetta centrale di pompaggio, che rappresenta una soluzione tecnologica tesa a ridurre i costi di produzione: essa consente, infatti, di immagazzinare energia, che altrimenti andrebbe perduta, in modo da averla a disposizione quando serve.

Un impianto di pompaggio è costituito essenzialmente da due bacini idrici, uno a monte ed un altro a valle, collegati per mezzo di grosse tubazioni: di notte, quando la richiesta di energia è minore, l'acqua del bacino a valle, mediante pompe, viene trasferita in quello a monte (fase di pompaggio) e, per compiere questa operazione, viene utilizzata l'energia della rete elettrica fornita da altre centrali. Nelle ore di punta, quando la richiesta di energia da parte dell'utenza è massima, quella stessa acqua, immagazzinata nel bacino a monte, fluisce verso il basso (fase di turbinaggio), mettendo in movimento il gruppo turbo-alternatore che immette in rete l'energia elettrica. L'acqua viene nuovamente raccolta nel bacino a valle in attesa di essere pompata di nuovo la notte successiva in quello a monte. D'abitudine, in questo tipo di centrale, l'alternatore funziona, in momenti distinti, anche da motore, con il compito di azionare la pompa.

Gli impianti di accumulazione possono avere cicli di funzionamento diversi. Quelli ora descritti che giornalmente accumulano energia, come detto sotto forma di energia potenziale di una massa d'acqua, nelle ore vuote per poi restituirla in rete nelle ore di punta sono impianti a ciclo di pompaggio giornaliero. È possibile comunque che un impianto di accumulazione abbia un ciclo stagionale, cioè che funzioni per un lungo periodo come stazione di pompaggio e, per un periodo successivo, più o meno lungo, come centrale per la produzione dell'energia elettrica. Appare evidente che diverse sono le dimensioni globali dell'impianto, dovendo necessariamente essere i serbatoi degli impianti a ciclo stagionale molto più grandi di quelli a ciclo giornaliero.

2.3 Centrali termoelettriche

Le centrali termoelettriche trasformano l'energia termica conferita da un mezzo aeriforme, in genere vapore, in energia elettrica. Esse possono essere del tipo con turbina a vapore oppure con turbina a gas, queste ultime dette anche turbogas.

Nel caso delle centrali termoelettriche, l'energia primaria è rappresentata dall'energia chimica posseduta dal combustibile, che si trasforma in calore durante il processo di combustione. Una caratteristica fondamentale dei combustibili è il **potere calorifico** (p.c.), un indice fondamentale della qualità di un combustibile, che rappresenta la quantità di calore che si produce nella combustione completa dell'unità di massa (nel caso di combustibili solidi e liquidi) o di volume (combustibili gassosi). Nella tabella che segue sono riportati i valori medi del potere calorifico di alcuni combustibili.

Solidi		Liquidi		Aeriformi	
Tipo	p.c. (MJ/kg)	Tipo	p.c. (MJ/kg)	Tipo	p.c. (MJ/m ³)
Legna secca	15	Nafta	41	Metano	36
Carbone	30	Olio comb.	41	Etano	64
Lignite	23	Gasolio	43	Propano	93
Coke	30	-	-	-	-

La scelta del combustibile è legata a considerazioni di carattere tecnico ed economico, quali il prezzo, la facilità di approvvigionamento, il trasporto ed il tasso di inquinamento dei prodotti di combustione. In Italia, ormai dal 1963, si è avuta sempre una forte propensione per l'olio combustibile.

• Il problema ambientale

Il problema principale posto dall'impiego di combustibile fossile è quello del danno ambientale. L'estrazione del carbone dalle miniere ha devastato il suolo; durante l'estrazione, il trasporto e l'immagazzinamento di petrolio e gas, i continui versamenti e perdite accidentali hanno causato l'inquinamento di aria ed acqua. I danni maggiori, tuttavia, rimangono legati al loro impiego finale: la combustione immette nell'aria, oltre all'anidride carbonica, altre sostanze inquinanti, che, liberate nell'atmosfera e mescolate all'acqua, si combinano chimicamente, cambiando la loro forma e dando vita ad agenti inquinanti secondari, di grande impatto sulla salute e sul mondo vegetale. Oltre alle cosiddette piogge acide, provocate dagli ossidi di azoto e di zolfo, sono state anche riconosciute la rugiada, la nebbia e la neve acida. La principale conseguenza di tali fenomeni è il cosiddetto 'effetto serra': da qualche decennio, un aumento di gas, come l'anidride carbonica,

il metano, il protossido di azoto, gli idrofluorocarburi, i perfluorocarburi e l'esafluoruro di zolfo, nell'atmosfera ne sta riducendo la trasparenza alle radiazioni infrarosse, provocando un aumento globale della temperatura. Se, a causa dell'effetto serra, dovesse verificarsi un riscaldamento della superficie terrestre, il ghiaccio delle regioni artiche si scioglierebbe ed un'enorme quantità di acqua dolce si aggiungerebbe a quella del Tropico. Inoltre, la temperatura più mite farebbe aumentare le piogge sulle regioni artiche e la corrente del golfo non farebbe più sentire i suoi benefici effetti, con la conseguenza che i ghiacci ricomincerebbero ad espandersi. Ora, dato che l'acqua riflette circa il 10% della radiazione solare, assorbendone il resto, mentre il ghiaccio ne riflette ben il 90%, si avrebbe un ulteriore raffreddamento che porterebbe ad una nuova era glaciale. Tra i gas serra, l'anidride carbonica è certamente quello più pericoloso e le sue emissioni sono costantemente cresciute al tasso annuo dell'1.3%, a partire dagli anni ottanta. I paesi che hanno maggiormente contribuito a determinare l'aumento delle emissioni sono quelli dell'area asiatica, mediorientale e dell'America Latina, mentre le emissioni dei paesi industrializzati non sono aumentate più del 2%, in media. Per catturare l'anidride carbonica, attualmente, esistono diversi metodi, suddivisi in processi pre (usando un solvente a base di ammina) e post (adottando particolari metodi di reforming e gassificazione) combustione. Diversi studi hanno dimostrato che l'intero processo comporterebbe una riduzione delle emissioni di anidride carbonica dell'80%, a fronte di un notevole aumento dei costi ed una riduzione dell'efficienza della generazione di energia elettrica.

Il protocollo di Kyoto è un accordo internazionale per la riduzione dei gas serra, firmato il 7 dicembre 1997, il giorno seguente alla chiusura ufficiale delle terza 'Conferenza delle Parti' della 'Framework Convention on Climate Change'. L'adozione del protocollo ha rappresentato una tappa importante del processo di negoziazione per il controllo del cambiamento climatico, avviato alla conferenza di Rio del 1992. Undici mesi dopo Kyoto, a Buenos Aires, nella quarta conferenza delle Parti, i diversi paesi si sono incontrati per chiudere la questione. Tuttavia, la divergenza degli interessi e le differenti sensibilità ambientali hanno dato luogo ad una sorta di stallo: il chiarimento dei punti critici è stato rimandato ad un piano di azione, alla cui scadenza gli impegni assunti non sono stati rispettati. Purtroppo, è a tutti ben noto lo sviluppo negativo che ha accompagnato il raggiungimento degli obiettivi prefissati a Kyoto ed il fallimento della recente conferenza delle Parti tenutasi all'Aia, caratterizzata, tra l'altro, dalle continue e pressanti manifestazioni di gruppi ambientalisti. La conferenza si è conclusa con una sospensione dei lavori a causa della rigidità della posizione statunitense, determinata a non ridurre il livello di emissioni, ma ad avvalersi dell'azione dei cosiddetti 'carbon sink', ovvero boschi ed altre colture in grado di assorbire l'anidride carbonica, la cui produzione è già stata vietata in Giappone. Nemmeno la conferenza di Johannesburg del settembre

2002 è riuscita a scrivere un protocollo sullo sfruttamento delle energie pulite (eolica e solare) e gli accordi sulla promozione di queste forme di energia restano solo buone intenzioni. L'unico risultato ottenuto in questo vertice è la firma del protocollo di Kyoto da parte della Cina e della Russia, contro il volere degli Stati Uniti, che hanno disconosciuto con l'amministrazione del presidente G. W. Bush l'iniziale adesione.

L'attività di monitoraggio biologico di terra, sostiene Giulio Peruzzi di Enel Produzione, è uno dei metodi utilizzati per osservare nel tempo la compatibilità con l'ambiente delle centrali termoelettriche nelle rispettive aree di incidenza ambientale. In particolare, permette di verificare l'effetto degli effluenti gassosi, prodotti e rilasciati nell'atmosfera, sulla vegetazione presente nel comprensorio limitrofo l'impianto. Il monitoraggio biologico si basa sul presupposto che qualsiasi fattore di disturbo, che modifichi le condizioni ambientali, produce degli effetti sugli organismi viventi e sulle loro comunità; la valutazione di tali effetti dà una informazione diretta sul processo dell'eventuale deterioramento della qualità di un ambiente. L'utilizzo degli organismi bioindicatori consente un approccio ecosistemico fondamentale per indagare sui cambiamenti prodotti dall'inquinamento. Il biomonitoraggio fornisce, quindi, una valutazione sintetica della qualità dell'ambiente che può essere eventualmente integrata con le informazioni acquisite dalle reti di rilevamento tradizionali, se presenti sul territorio monitorato.

• Funzionamento di una centrale termoelettrica

Si consideri il caso, abbastanza comune, di un impianto che utilizzi il vapore d'acqua come fluido motore.

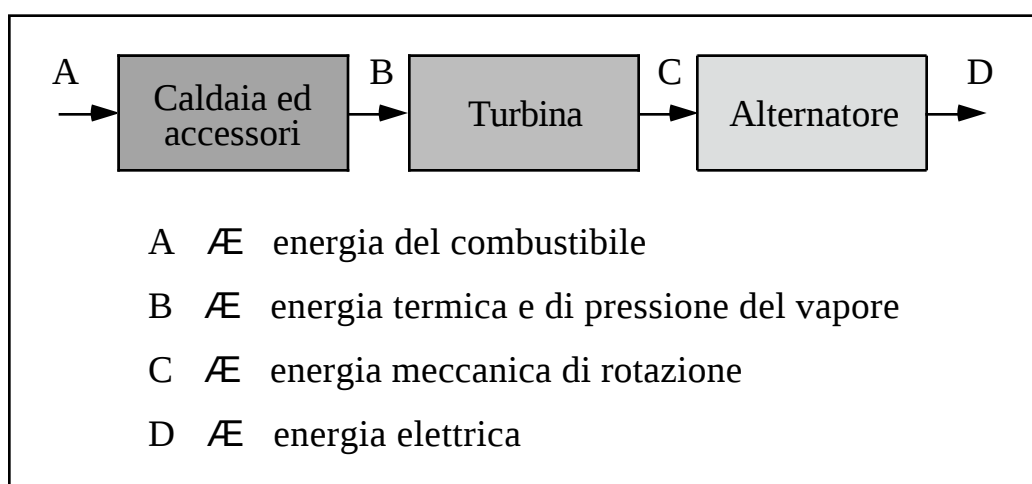


Figura 2.12: trasformazioni energetiche in un impianto termoelettrico.

Le trasformazioni energetiche che hanno luogo in un impianto termoelettrico, schematicamente rappresentate in Figura 2.12, vengono di seguito brevemente elencate:

- » conversione dell'energia chimica del combustibile in energia termica del vapore che avviene nel generatore di vapore (caldaia ed accessori);
- » trasformazione dell'energia presente nel vapore in energia meccanica di rotazione mediante la turbina, nella quale l'espansione ed il raffreddamento del vapore provocano il movimento;
- » trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica mediante l'alternatore mosso dalla turbina.

Nella Figura 2.13 è rappresentato un semplice impianto a vapore costituito dalla caldaia CA, dalla turbina T, dal condensatore CO e dalle pompe P_1 e P_2 .

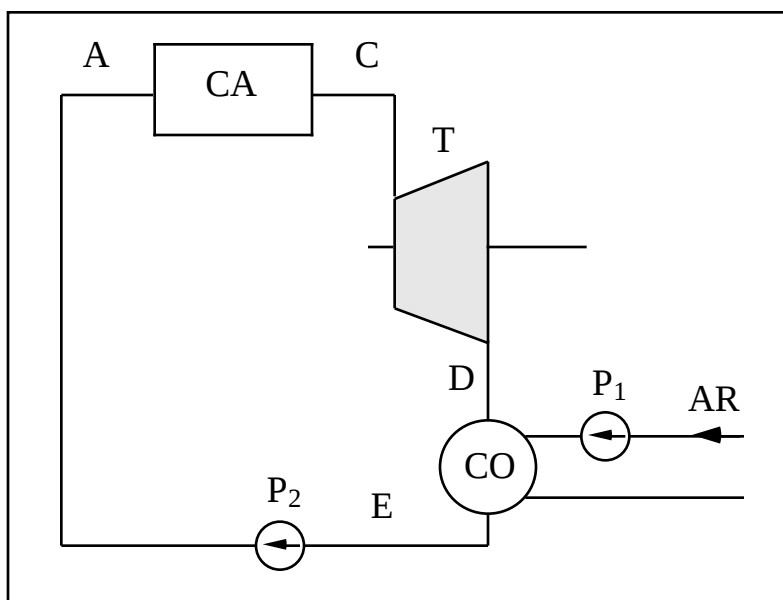


Figura 2.13: rappresentazione schematica di un impianto a vapore.

Il relativo ciclo termodinamico è rappresentato in Figura 2.14 in un classico diagramma pressione-volume, in cui la curva tratteggiata rappresenta la curva che delimita la regione in cui l'acqua è liquida da quella in cui diventa vapore: sotto questa curva le due fasi, quella liquida e quella di vapore, coesistono.

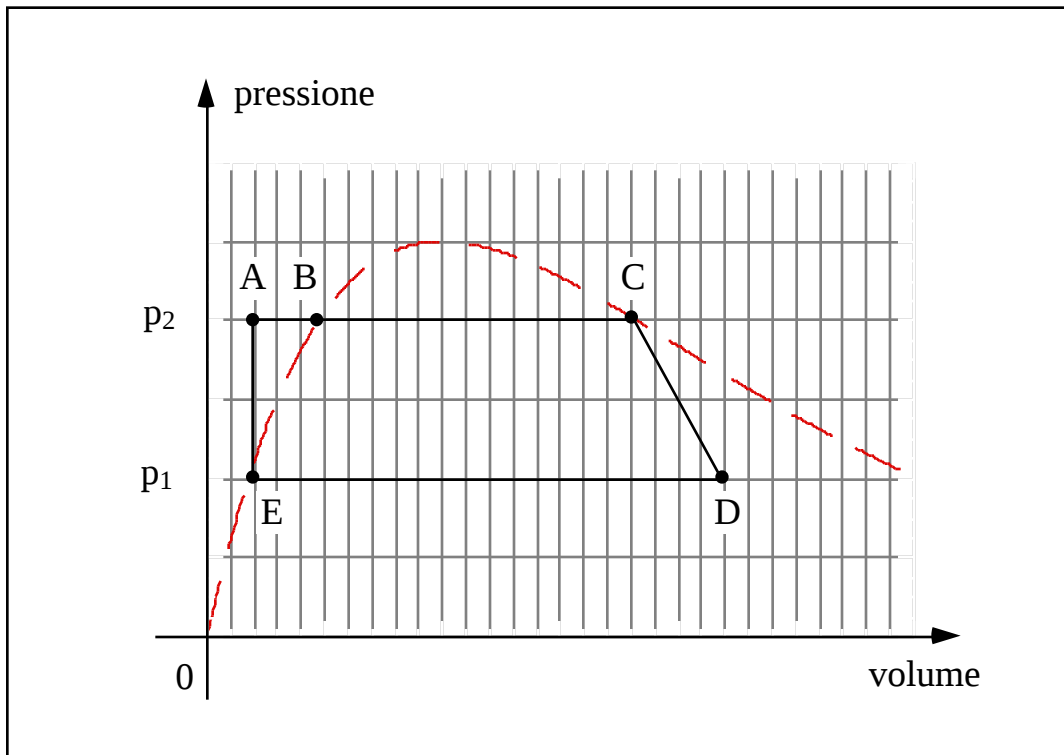


Figura 2.14: ciclo termodinamico di un impianto con turbina a vapore.

Esaminiamo gli aspetti salienti di questo ciclo, partendo dal punto A del diagramma, in cui l'acqua liquida entra nella caldaia. Lungo la trasformazione AB l'acqua si riscalda nella caldaia, a pressione costante: una tale trasformazione viene, in gergo, chiamata 'isobara'. Nel punto B ha inizio la vaporizzazione dell'acqua e, nel tratto BC, una quantità sempre maggiore di vapore prende il posto del liquido. Nel punto C tutta l'acqua si è trasformata in vapore: la funzione della caldaia è, quindi, quella di riscaldare l'acqua fino a farla evaporare completamente. Il calore necessario per il riscaldamento e per la vaporizzazione dell'acqua è fornito dalla combustione. La trasformazione CD avviene senza apprezzabile scambio di calore con l'esterno (in gergo, si dice in maniera adiabatica) e rappresenta l'espansione del vapore nella turbina. Durante questa fase la pressione (e la temperatura) del vapore decresce sino al valore p_1 , in cui parte del vapore si è ricondensato diventando liquido. La funzione del condensatore, che agisce nel tratto DE, è proprio quella di trasformare tutto il vapore in liquido per immetterlo di nuovo nella caldaia. Il rendimento del ciclo termodinamico è proporzionale all'area del trapezio ABCDE, e, per aumentarlo, si possono adottare tre provvedimenti.

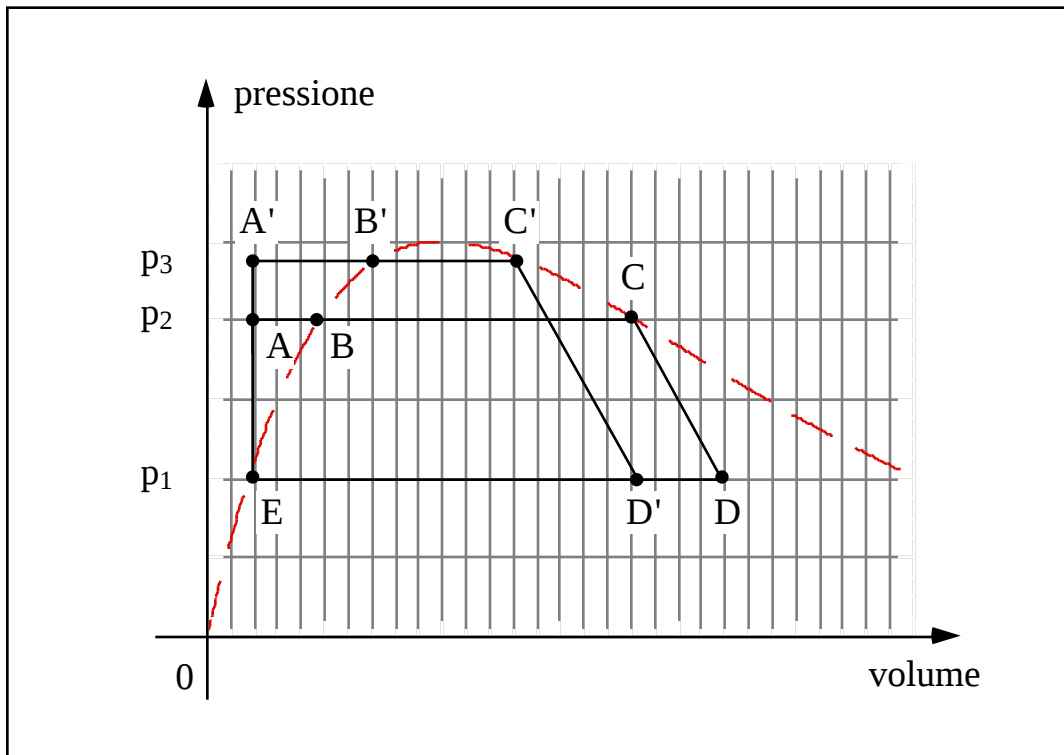
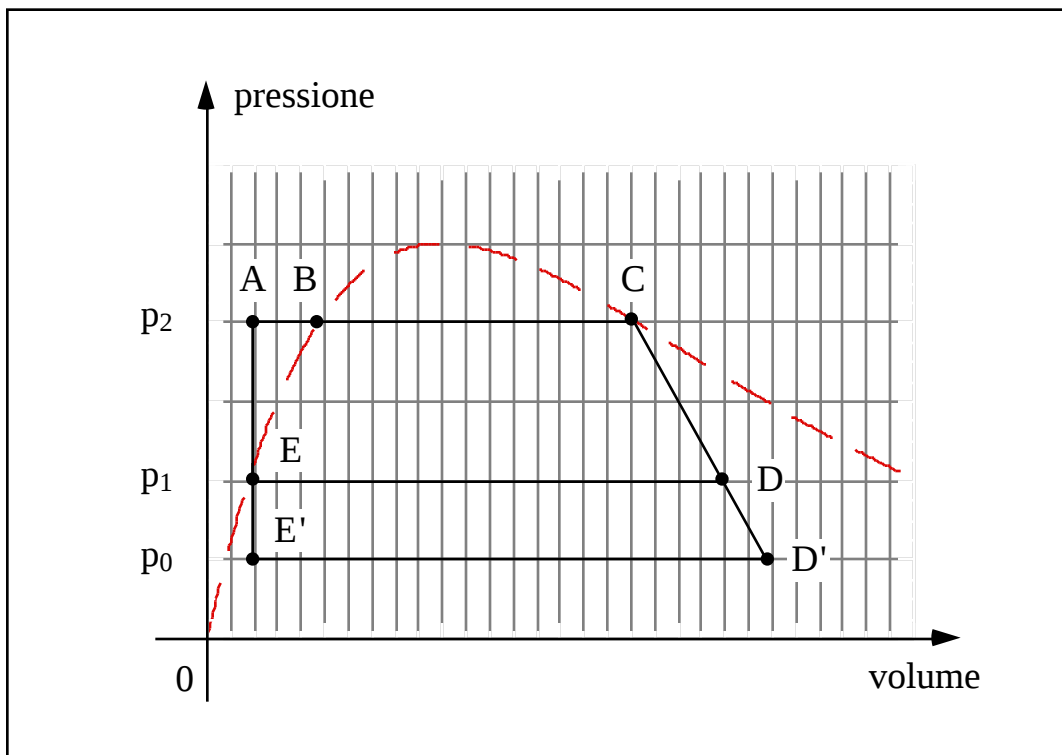


Figura 2.15: aumento della pressione del vapore prodotto dalla caldaia.

Il primo provvedimento consiste nell'aumentare la pressione (e quindi la temperatura) del vapore prodotto dalla caldaia, come mostrato in Figura 2.15. Il secondo provvedimento consiste nell'abbassare la pressione (e quindi la temperatura) di scarico, come suggerito in Figura 2.16. Il terzo provvedimento è il surriscaldamento del vapore, schematicamente indicato in Figura 2.17.

È importante segnalare che nei cicli che non prevedono il surriscaldamento, il vapore scaricato dalla turbina presenta una certa quantità di acqua, che esercita un'azione erosiva sulle pale della turbina. Perché tale azione sia tollerabile, il titolo del vapore di scarico (inteso come rapporto tra la massa del vapore e la massa complessiva del liquido e del vapore) non deve risultare inferiore a 0.8.



Per ottenere un titolo alto del vapore di scarico, è necessario che il vapore venga **surriscaldato** come in Figura 2.17. Il surriscaldamento, oltre a determinare un aumento del titolo del vapore di scarico, comporta, come detto, anche un aumento del rendimento teorico.

Un ulteriore modo per aumentare il rendimento del ciclo è quello di prelevare vapore dalla turbina (**spillamento**) per preriscaldare l'acqua di alimentazione della caldaia. Nelle centrali termoelettriche di grossa potenza si attuano 7 oppure 8 spillamenti di vapore e, quindi, esistono 7 oppure 8 stadi di preriscaldamento dell'acqua. Inoltre, il vapore surriscaldato, dopo una prima espansione parziale nello stadio ad alta pressione della turbina, viene riportato nella caldaia dove subisce un altro surriscaldamento (impianti a ri-surriscaldamento oppure a doppio surriscaldamento) ad una temperatura uguale, in genere, a quella del primo surriscaldamento, e viene poi fatto espandere negli stadi a media ed a bassa pressione della turbina.

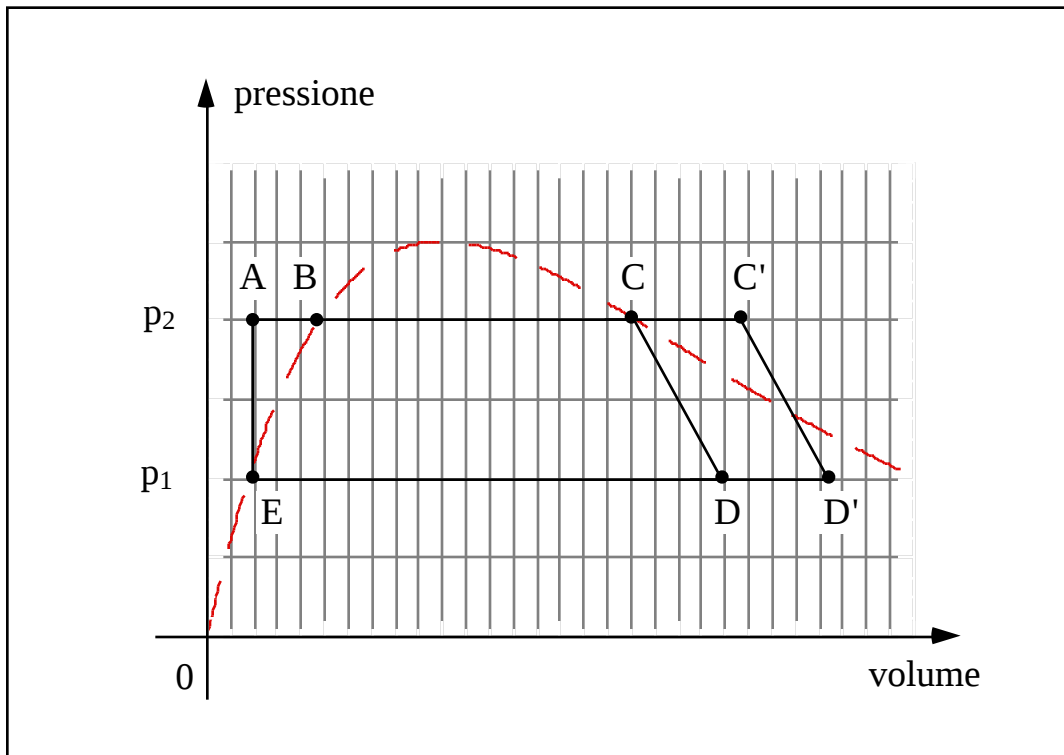


Figura 2.17: surriscaldamento del vapore.

Nella Figura 2.18 è rappresentata una centrale termoelettrica con due surriscaldamenti di vapore, SU è il surriscaldatore, RI il ri-surriscaldatore. Sono presenti 8 spillamenti di vapore: $PR_1, PR_2, \dots, PR_8$ sono i preriscaldatori dell'acqua, VS rappresenta il vapore saturo. Il surriscaldatore SU ha il compito di elevare la temperatura del vapore. Dopo una prima espansione nel corpo di alta pressione AP della turbina, il vapore rientra in caldaia, dove viene nuovamente surriscaldato. A questo punto il vapore completa la sua espansione nei corpi MP e BP della turbina.

Soffermiamoci ora sui componenti più significativi.

Le **caldaie** impiegate negli impianti termoelettrici sono a *piccolo volume d'acqua*. Le pareti della camera di combustione della caldaia sono costituite da tubi di piccolo diametro entro i quali l'acqua evapora. La camera è tipicamente a forma quadrata con i bruciatori nei vertici.

Nella **turbina** una parte dell'energia termica si trasforma in energia meccanica (rotazione di un asse). La turbina è costituita da una serie alterna di ruote fisse dette *distributori* e da ruote mobili dette *giranti*. Per piccole potenze la turbina è ad un solo corpo, per potenze più elevate la turbina è a più corpi (alta, media e bassa pressione). La turbina viene accoppiata direttamente all'alternatore, tanto che la coppia turbina-alternatore è indicata come *turboalternatore*.

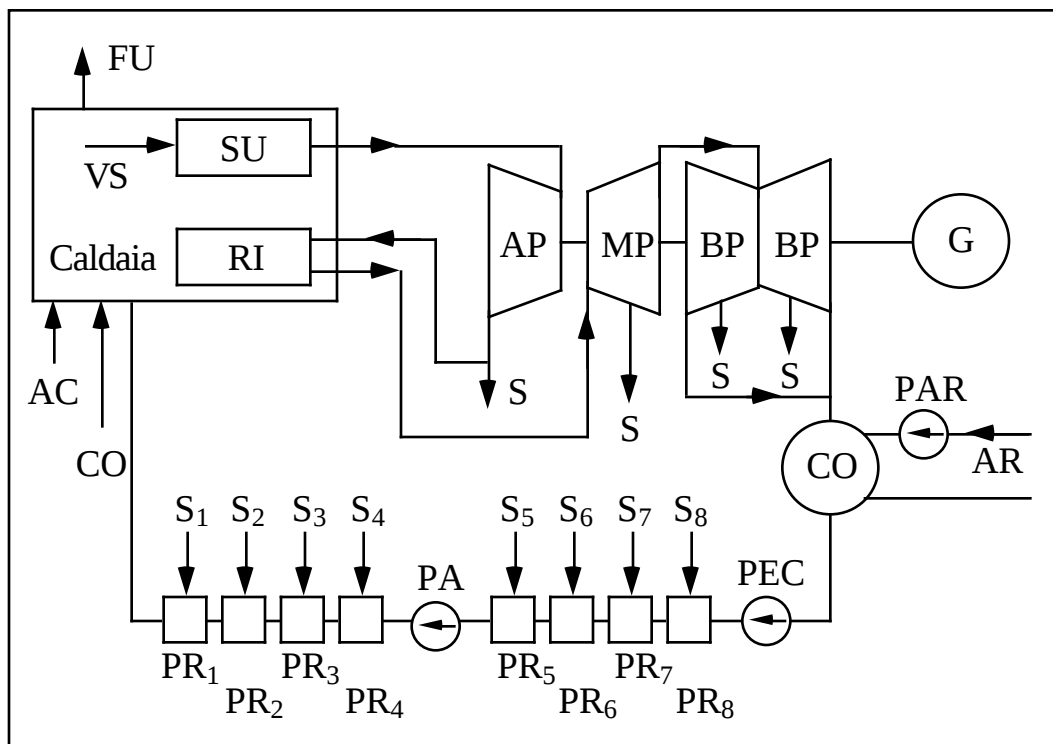


Figura 2.18: schema di una centrale termoelettrica.

Il **condensatore** ha il compito di prolungare l'espansione adiabatica del vapore sino a pressioni molto basse. In questo modo aumenta il rendimento. Altra funzione è quella di recuperare il vapore di scarico.

Il principale difetto delle centrali termoelettriche è rappresentato dall'impatto che hanno sull'ambiente: emettono nell'aria sostanze gassose inquinanti e sono responsabili dell'innalzamento della temperatura dei fiumi o dei mari in cui viene riversata l'acqua utilizzata nel condensatore per raffreddare il vapore. Le centrali di nuova concezione adottano particolari caldaie dette **a letto fluido**, le quali, durante la combustione favoriscono delle reazioni chimiche che riducono la formazione di anidride solforosa e, quindi, la sua emissione nell'aria. È anche possibile ridurre l'emissione di ossidi di azoto grazie all'abbassamento della temperatura di combustione della caldaia. Il calore residuo posseduto dall'acqua che esce dal condensatore può essere utilmente impiegato nell'orticoltura per l'allevamento di pesci e crostacei e nell'agricoltura per il riscaldamento delle serre.

2.4 Centrali termoelettriche con turbine a gas

Un tipico impianto termoelettrico con turbina a gas è schematicamente rappresentato in Figura 2.19: il compressore CO aspira l'aria A dall'ambiente, la comprime e quindi la invia in camera di combustione CC, dove viene immesso anche il carburante, generalmente nafta o metano, prelevato dal deposito DC e

polverizzato da un iniettore. I gas ad alta temperatura, di norma $(700 \div 800) ^\circ\text{C}$, prodotti dalla combustione, escono dalla camera di combustione CC ad alta velocità ed agiscono sulle pale della turbina TG ponendola in rotazione. La turbina, con il suo moto, aziona sia il compressore sia il generatore elettrico G. I prodotti della combustione, dopo l'espansione in turbina, vengono scaricati nell'atmosfera.

Impianti di questo tipo vengono realizzati per potenze comprese tra 1 MW e 30 MW, con rendimenti del 25% circa. Esistono, però, anche impianti più complessi, che arrivano fino a 90 MW con rendimenti più elevati, fino al 35%.

Le centrali con turbine a gas, dette anche centrali turbogas, rispetto alle centrali a vapore presentano una maggiore rapidità di avviamento, un ingombro ridotto, nessun consumo d'acqua e, per basse potenze, un costo inferiore di impianto. Per contro, le centrali turbogas non superano i 90 MW, laddove è invece possibile trovare impianti a vapore anche di 1 GW.

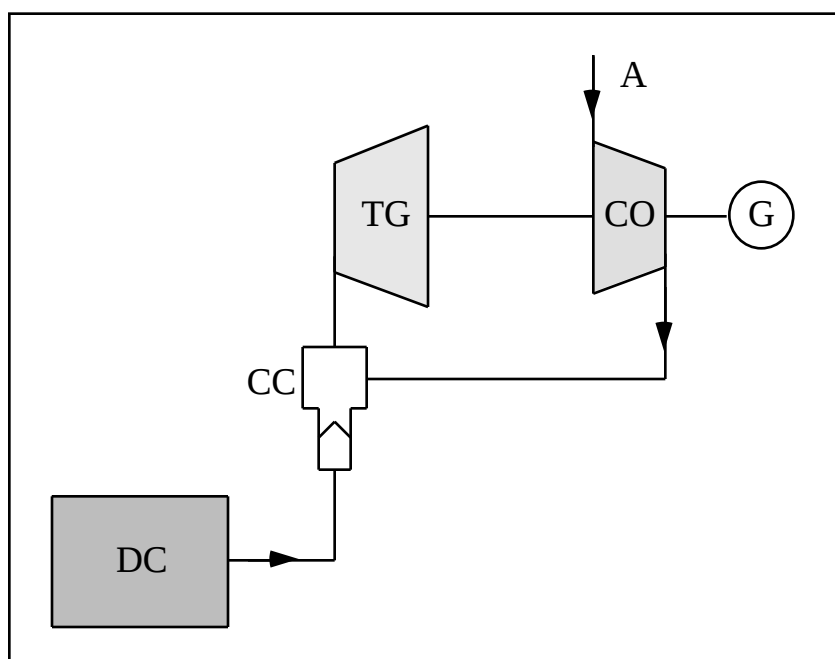


Figura 2.19: schema di centrale con turbina a gas.

Infine, le centrali turbogas, potendo essere messe in marcia con estrema rapidità ed essendo di semplice regolazione, vengono impiegate nel servizio di punta. Tuttavia la fermata e l'avviamento di una turbogas sono molto onerosi in termini di sollecitazioni della macchina; in genere, il deterioramento delle diverse apparecchiature per un avviamento è paragonabile a quello che si avrebbe per un certo numero di ore di funzionamento a carico nominale, da 5 a 10 circa, in funzione delle caratteristiche dell'impianto.

2.5 Altri tipi di centrale

Le fonti di energia, sussidiarie a quelle già esaminate, che si possono prendere in considerazione per la produzione di energia elettrica sono l'energia dei venti, il calore endogeno della Terra, l'energia delle maree e quella solare. Queste fonti rinnovabili contribuiscono in misura limitata alla produzione di energia, anche se il loro peso è cresciuto gradualmente e rappresentano la soluzione immediata al problema ambientale, essendo non inquinanti. Ciò che si oppone ad un loro sfruttamento sistematico è l'intermittenza casuale nella produzione energetica e l'alto costo. Alcune di queste fonti (acqua e geotermia) sono già ampiamente sfruttate, altre sono ai primi stadi di applicazione (eolica solare e biomasse), mentre per nuove fonti rinnovabili, quali l'idrogeno, la ricerca è ancora in fase sperimentale.

• Centrali eoliche

Le navi hanno sfruttato la forza del vento per molti secoli per muoversi attraverso i mari. I venti azionavano anche altre macchine: i mulini a vento, per esempio, erano usati in Iran, fin dal VII secolo dopo Cristo, per sollevare l'acqua dei fiumi. Le turbine eoliche, costituite da grandi eliche (aeromotori), rappresentano i moderni mulini a vento e sono in grado di trasformare l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica: un grande complesso di turbine a vento può fornire l'energia elettrica sufficiente per una piccola città. I generatori elettrici che esse azionano, di norma, sono alternatori sincroni brushless, connessi a convertitori da corrente alternata a corrente continua, più adatta a caricare batterie di accumulatori che garantiscano la continuità del servizio anche in assenza di vento. La turbina eolica, nei moderni sistemi, è costruita in modo da intercettare il vento da qualsiasi direzione esso provenga ed è montata su torri di sostegno che possono essere a traliccio oppure in cemento armato. Il diametro della turbina incide sui meccanismi di moltiplica tra il rotore dell'aeromotore ed il generatore elettrico, nonché sul dimensionamento dello stesso. Infatti, a parità di velocità periferica di rotazione delle pale, il numero di giri per unità di tempo del rotore decresce al crescere del diametro: per raggiungere le ordinarie velocità di sincronismo della macchina elettrica (1500 giri/min) si devono inserire moltipliche con rapporti elevati.

Se indichiamo con D il diametro del rotore della turbina eolica e con v la velocità della vena d'aria in movimento, la potenza elettrica P fornita ai morsetti del generatore è esprimibile per mezzo della formula

$$P = 0.3 h D^2 v^3 ,$$

dove $h = 0.4 \div 0.6$ è il rendimento complessivo del sistema. Le potenze arrivano fino a 50 kW per piccoli aerogeneratori e fino a potenze di 5 MW per i grandi aerogeneratori.

Queste centrali vengono impiegate in luoghi ben ventilati; in cui devono spirare venti costanti con velocità di almeno 6 m/s, e scarsamente abitati, ove risulta poco conveniente portare un'alimentazione elettrica convenzionale, quali zone montane isolate o piccole isole. Le centrali eoliche non producono inquinamento, ma sono rumorose ed ingombranti, per cui la loro installazione richiede aree molto vaste. Le difficoltà nella costruzione di centrali eoliche importanti, oltre che a motivi economici, sono legate al fatto che la potenza ricavabile non è costante, ma presenta un andamento variabile nel tempo in relazione alle variazioni del flusso ventoso e, quindi, il suo valore può essere determinato, con discreta approssimazione, solo in base a dati statistici.

Nella famiglia delle energie rinnovabili, come afferma Roberto Vigotti di Enel Green Power, l'energia dal vento gioca oggi il ruolo di prima donna: è una delle risorse energetiche più promettenti, in termini non solo ecologici ma anche di competitività, di potenziali applicazioni energetiche e di nuovi modi per il suo sfruttamento (dissalazione dell'acqua, produzione di idrogeno) che solo ora si comincia ad elaborare. La potenza installata nel mondo è aumentata nel 2001 del 40% nel mondo, raggiungendo complessivamente 25000 megawatt, con una impressionante accelerazione negli ultimi 5 - 6 anni, grazie soprattutto ai favorevoli meccanismi di incentivazione, come le tariffe di acquisto ed i crediti di imposta, introdotti in vari paesi. La tabella che segue mostra la situazione nei paesi dell'Unione Europea, aggiornata fino alla fine del 1999, per quel che riguarda la potenza eolica installata.

Paese	Potenza (MW)
Germania	4444
Danimarca	1700
Spagna	1180
Olanda	409
Gran Bretagna	343
Italia	281
Svezia	195
Grecia	121
Irlanda	68
Portogallo	57
Austria	42
Finlandia	38
Francia	19
Lussemburgo	10
Belgio	9

Comunque, nell'ambito delle fonti rinnovabili, l'energia eolica rappresenta, allo stato attuale, quella più vicina alla competitività con le fonti tradizionali per la produzione di energia elettrica. Da qualche tempo, tuttavia, l'entusiasmo per la fonte eolica non è unanimemente condivisa nemmeno nel mondo ambientalista: il nodo cruciale è l'impatto paesaggistico, che vari comitati locali e qualche ambientalista di rango giudicano eccessivo ed in stridente contrasto con la tradizione culturale e la vocazione turistica del territorio italiano. Apertamente a favore sono, invece, le associazioni più note come Legambiente e, pur con qualche riserva, il WWF. Si tratta di una questione in gran parte basata su valutazioni estetiche e di sensibilità culturale, che va quindi vista in un ampio quadro di soggettività. È certo, però, che quanti hanno a cuore lo sviluppo delle fonti rinnovabili, in primo luogo gli stessi industriali, devono porsi il problema di una corretta integrazione delle centrali nel territorio, per far in modo che ogni nuova centrale sia non soltanto un contributo alla riduzione dell'inquinamento e della dipendenza energetica nazionale, ma anche una reale occasione di sviluppo per le popolazioni locali.

• Centrali geotermiche

Sono centrali simili a quelle termoelettriche con la differenza che non bruciano combustibili: esse sfruttano il 'calore endogeno' della Terra per produrre il vapore utilizzato nel ciclo termodinamico. Per uso domestico, riscaldamento ed acqua calda, è sufficiente perforare fino a profondità di poco superiori al chilometro, dove è già possibile trovare acqua alla temperatura di qualche decina di gradi. Per ottenere, invece, energia elettrica per usi industriali occorre ricorrere a trivellazioni più profonde in aree vulcaniche recenti, dove la presenza di magmi caldi riscalda le acque di falda ed è quindi possibile estrarre fluidi a temperature di qualche centinaio di gradi.

In Italia, già dal 1904, si ricava energia elettrica dallo sfruttamento dei **soffioni boraciferi** di Larderello, in Toscana. Grazie a trivellazioni in profondità, il vapore fuoriesce a pressioni elevate ed a temperature che superano i 200 °C. Il vapore viene, quindi, incanalato in condutture ed avviato alle centrali, dove l'energia geotermica viene trasformata in energia elettrica, come mostrato in Figura 2.20. I soffioni di Larderello forniscono energia elettrica sufficiente per tutta la rete ferroviaria toscana. In Italia, tuttavia, l'energia geoelettrica è pari all'1.6% del totale dell'energia prodotta, ma esistono anche altre possibilità di utilizzo di questa fonte energetica in alcune regioni centrali e meridionali del nostro paese. Il costo e la gestione degli impianti geotermici sono, in genere, elevati, ma il combustibile utilizzato in questa produzione di energia è completamente gratuito. Il tasso di inquinamento è, inoltre, basso oppure è facilmente controllabile.

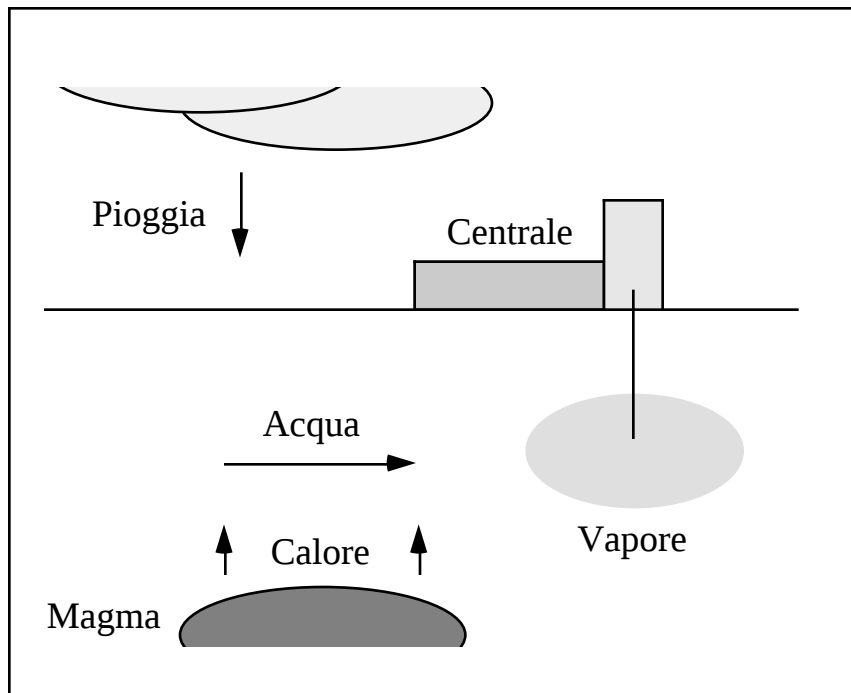


Figura 2.20: rappresentazione schematica di una centrale geotermica.

Sullo stesso principio si stanno sperimentando centrali geotermiche che, invece di sfruttare l'energia del vapore caldo, sfruttano il calore di rocce calde e secche del sottosuolo.

È importante, infine, sottolineare il corretto rapporto che deve esistere tra l'uso delle risorse geotermiche e l'ambiente; è necessario trovare la maniera di usarlo e gestirlo proficuamente laddove esso presenti particolari caratteristiche quantitative ed esitano possibili utenze nelle vicinanze. Un comportamento mal programmato può comportare danni all'ambiente e soprattutto il decadimento delle risorse stesse.

• Centrali mareomotrici

Le centrali mareomotrici sfruttano il salto d'acqua ottenuto tra i due livelli della bassa e dell'alta marea, un fenomeno che si ripete ogni 12 ore, con un massimo ogni 14 giorni. Diventano economicamente convenienti quando le fluttuazioni del livello del mare sono rilevanti, come avviene in Francia e Canada, dove si possono verificare anche maree che superano i quindici metri. L'Italia è comunque esclusa da questa fonte, poiché le maree che interessano le sue coste variano da 30 cm (Tirreno) ad 1 m (Adriatico).

La caratteristica particolare di queste centrali è rappresentata dalle opere idrauliche di presa, mentre per ciò che concerne il macchinario elettrico ed idraulico, non hanno nulla di diverso dalle usuali centrali ad acqua fluente a bassa caduta. Le turbine impiegate sono del tipo a bulbo, che possono essere azionate durante l'afflusso delle acque per il sopraggiungere dell'alta marea, oppure durante il deflusso, all'avvicinarsi della bassa marea, oppure anche in entrambi i casi.

Tra le centrali mareomotrici è da segnalare quella costruita all'estuario del fiume Rance, presso Saint Malò nella Francia settentrionale, sulla costa bretonese, della potenza di 240 MW, che è la più grande del mondo. In Giappone è stata costruita una centrale mareomotrice che sfrutta il moto ondoso del mare ed è costituita da una serie di **convertitori energetici**, montati ed ormeggiati sul fondo del mare, i quali trasformano l'energia di movimento delle onde in energia elettrica. Il convertitore, detto a colonna d'acqua oscillante, è composto da un lungo tubo verticale aperto in basso ed immerso in mare. Quando passa un'onda, l'acqua che si trova nel tubo sale e scende come un pistone aspirando ed emettendo aria alla sommità della colonna; l'aria, attraverso un sistema di valvole, mette in movimento un gruppo turbina-alternatore per produrre elettricità. L'energia così prodotta viene trasportata a terra, dove una stazione elettrica la immette nella rete nazionale. Questa centrale produce una potenza di 2 MW.

Anche nel nostro paese si sta pensando di sfruttare l'eco-energia che viene dal mare, realizzando un prototipo di turbina in grado di sfruttare le correnti marine. Ancorata a 150 m dalla costa siciliana, di fronte al villaggio di Ganzirri, sullo stretto di Messina, una boa gialla, sormontata da 60 lampadine, testimonia che questa forma di energia pulita potrebbe funzionare. Il prototipo, dotato di tre pale di cinque metri immerse verticalmente nell'acqua, è dotato di un rotore capace di girare indipendentemente dalla direzione in cui si sposta l'acqua e trasmette l'energia meccanica ad un alternatore. Uno studio dell'università di Messina ha mostrato che l'impatto ambientale di questo tipo di turbina è trascurabile; il danno paesaggistico può, inoltre, essere eliminato, costruendo l'intera struttura sott'acqua, con camera stagna.

• Centrali solari (eliotermiche)

L'irraggiamento solare rappresenta una sorgente di energia pulita, gratuita, abbondante e sfruttabile senza limiti. L'abbondanza di energia solare è tale che l'irraggiamento captato annualmente dalla superficie terrestre, oceani compresi, è stimato in $780 \cdot 10^{15}$ kWh ($260 \cdot 10^{15}$ kWh per le terre emerse), una quantità parecchie migliaia di volte superiore all'attuale fabbisogno energetico.

Questa fonte energetica viene utilizzata non solo per la produzione di energia elettrica, ma anche per la produzione di calore per il riscaldamento dell'acqua per necessità domestiche oppure industriali, per l'essiccazione di derrate, per la distillazione dell'acqua marina e per l'azionamento di motori termici.

Per la captazione e l'utilizzazione dell'energia solare si è soliti riscaldare un collettore che, assorbendo la radiazione solare, cede calore ad un fluido, generalmente acqua, che viene inviata in una caldaia oppure al primario di uno scambiatore di calore, per la produzione di vapore da inviare ad una turbina a vapore. Negli Stati Uniti esistono centrali che producono vapore a 400 °C a partire

dall'energia solare ed in grado di produrre circa 300 MW; in Italia siamo indietro anche nella produzione di acqua calda dal sole per uso domestico.

Tra le centrali eliotermiche un posto d'onore spetta, almeno nel nostro paese, alla centrale detta a campo specchi, che rappresenta un esempio ben riuscito di applicazione del metodo termico a medie temperature per la generazione di energia elettrica. La prima centrale solare a torre e campo specchi entrata in funzione al mondo è quella di Adrano, a circa 40 km ad ovest di Catania, ultimata nel dicembre del 1980. L'impianto di Adrano comprende un campo specchi, in grado di seguire il moto apparente del Sole e di concentrare le radiazioni riflesse su una caldaia, posta alla sommità di una torre alta 55 m. Il vapore prodotto in caldaia viene inviato ad una turbina, collegata ad un alternatore, per produrre energia elettrica. Il vapore che esce dalla turbina viene condensato e, quindi, rinviato in caldaia. La centrale è dotata di un serbatoio di accumulo ad acqua e sali fusi, per consentirne il funzionamento a carico ridotto in assenza di radiazioni solari: le miscele di sali, che assorbono calore fondendo e lo restituiscono solidificando, permettono di ovviare parzialmente all'incostanza dell'insolazione.

• Centrali fotovoltaiche

Sfruttano l'energia della radiazione solare che convertono direttamente in energia elettrica per mezzo di cellule fotovoltaiche, più note come celle solari, e sono da tempo le sorgenti di energia più impiegate sui veicoli spaziali. Purtroppo, il basso rendimento di queste celle fa in modo che soltanto una piccola frazione della radiazione luminosa venga convertita in potenza elettrica generata: ogni metro quadro di superficie captante, nelle migliori condizioni di illuminazione, fornisce una potenza di qualche decina di watt. Ciò comporta che sarebbe necessario impiegare estensioni di terreno improponibili per ottenere quantità rilevanti di potenza elettrica. Pertanto, solo piccole utenze in zone desertiche, boe marine, rifugi montani, orologi o calcolatrici sfruttano la radiazione solare per produrre l'energia elettrica di cui hanno bisogno.

La tabella che segue riporta la superficie relativa ai pannelli solari installati nei paesi dell'Unione Europea alla fine del 1998.

Paese	Superficie (m ²)
Germania	2630
Grecia	2493
Austria	1884
Francia	654
Spagna	341
Danimarca	294
Italia	250

Portogallo	215
Gran Bretagna	207
Olanda	206
Svezia	150
Finlandia	90
Belgio	18
Irlanda	1
Lussemburgo	1

Si consideri che il nostro paese produce appena 16 MW con i pannelli solari fotovoltaici e che in Germania, invece, la vendita di pannelli solari è dieci volte superiore a quella dell'Italia.

• Centrali nucleari

La fissione nucleare, ovvero la rottura di un atomo pesante in due o più frammenti più leggeri, avviene in modo continuo solo se è presente una certa quantità di combustibile nucleare, detta massa critica. In un reattore nucleare ci sono delle barre contenenti uranio (il combustibile) che vengono messe insieme per fornire la massa critica, che consente di dare inizio alla reazione. Il calore viene prodotto, in questo tipo di centrali, dalle reazioni nucleari di fissione dell'uranio o del plutonio all'interno del nocciolo (core) e viene ceduto ad un liquido refrigerante primario in circuito chiuso che, a sua volta, lo trasferisce all'acqua di un circuito secondario portandola allo stato di vapore e realizzando un ciclo termodinamico simile a quello delle centrali termoelettriche.

L'uranio è un metallo bianco che si ricava soprattutto da due minerali: l'uranite e la pechblenda. L'uranio naturale è composto per lo 0.7% dall'isotopo 235 e per il 99.3% dall'isotopo 238: l'uranio 235 è un isotopo fissile, mentre l'uranio 238, avendo un nucleo più stabile del precedente, quando viene colpito da un neutrone non si scinde in due parti, ma lo assorbe, trasformandosi in plutonio. Il plutonio è fissile e, quindi, utilizzabile come combustibile nucleare in un particolare tipo di reattore, denominato veloce oppure autofertilizzante. Questo reattore è così chiamato perché, partendo dall'uranio 238, è in grado di generare nuovo combustibile nucleare, il plutonio appunto, nel momento stesso in cui produce energia. Per le sue proprietà l'uranio è adatto ad essere impiegato come combustibile nei reattori nucleari, ma non è il solo; alcuni reattori utilizzano un altro metallo, il torio.

Queste centrali, adatte a fornire un servizio di base a causa dei lentissimi transitori conseguenti ai cambi di regime, sono in grado di operare a potenza pressoché costante, non emettono nell'atmosfera fumi inquinanti, ma presentano problemi di

emissione del calore in eccesso nell'ambiente esterno e, soprattutto, di smaltimento delle scorie radioattive.

Le centrali nucleari sono spesso osteggiate da un atteggiamento contrario della popolazione, anche se, almeno nei paesi occidentali, esse sono tra gli impianti tecnici meno inquinanti e più sicuri. Nel nostro paese, il referendum popolare del novembre del 1987 ha bloccato l'esercizio delle centrali esistenti ed il completamento di quelle in costruzione. Le catastrofiche conseguenze dell'incidente alla centrale nucleare di Chernobyl, il 26 aprile 1986, furono dovute alla mancanza di fondamentali sistemi di sicurezza, attivi e passivi, sempre presenti nelle centrali nucleari dei paesi occidentali.

• Altri tipi di centrali sperimentali

Tra gli altri tipi di centrali sperimentali vale la pena citare le centrali a biogas e quelle a rifiuti solidi urbani.

Le **centrali a biogas** utilizzano il letame e gli scarti dei prodotti agricoli o rifiuti solidi urbani: dalla fermentazione dei rifiuti organici si ottiene un biogas contenente circa il 65% di metano. Questo processo è noto come digestione anaerobica, poiché sono i batteri anaerobici, microrganismi che vivono in assenza di ossigeno, a trasformare i liquami in gas. Una centrale di questo tipo è costituita essenzialmente da un digestore, ossia un serbatoio che favorisce il naturale processo di decomposizione: il gas viene, poi, utilizzato con il solito procedimento per produrre energia elettrica. Le centrali a biogas sono utili a fornire energia elettrica a quelle fattorie che si trovano lontano dalle zone di distribuzione, ma soprattutto per le aree agricole dei paesi in via di sviluppo. In ambito Enel, la società specializzata nella gestione e smaltimento dei rifiuti è Elettroambiente. Tra gli obiettivi dichiarati, c'è quello di mettere la tecnologia al servizio dell'ambiente, rispondendo così all'esigenza di ridurre le emissioni di gas serra legate alla produzione di energia da combustibili fossili. Insieme alle biomasse, la società si occupa di biogas, torcia al plasma e servizi integrati: in dettaglio, lo sforzo è concentrato sulla realizzazione di iniziative per il recupero energetico da rifiuti urbani, fanghi derivanti dal trattamento delle acque urbane, scarti di beni in polietilene non riciclabili, biomasse vegetali provenienti sia da colture energetiche sia come residui di produzioni agricole specifiche, scarti di lavorazioni agroalimentari, biogas generato nella coltivazione di discariche esaurite. Il ruolo di Elettroambiente è quello di ottimizzare il recupero ed il riutilizzo di materiali di scarto, destinando alla produzione di energia, solo la frazione combustibile non diversamente utilizzabile.

Le **centrali termoelettriche a rifiuti solidi urbani** sfruttano, invece, il calore generato dalla combustione dei rifiuti per produrre energia elettrica. I rifiuti urbani vanno, in ogni caso, pretrattati eliminando da essi i materiali inerti ed i

metalli; soltanto i rifiuti pretrattati sono veramente utili alla combustione in centrale. La termodistruzione rappresenta, dunque, un'efficace tecnica per trattare i rifiuti, producendo energia. Il potere calorifico è il parametro che gioca il ruolo più importante; esso dipende dal contenuto di idrogeno e carbonio organicamente legati, nonché dal grado di umidità. Le tipologie impiantistiche più utilizzate sono i forni a griglia, derivati da installazioni simili per la combustione del carbone, in cui la combustione avviene progressivamente lungo una griglia, dotata di elementi mobili in grado di far avanzare e mescolare simultaneamente il rifiuto. A valle della camera di combustione, i fumi passano attraverso una camera di post-combustione, che minimizza le emissioni di microinquinanti organici. La termodistruzione genera, oltre l'energia sotto forma di calore, sostanze solide, liquide e gassose. I rifiuti solidi possono essere suddivisi in scorie che si estraggono dalla camera di combustione, ceneri volanti, costituite da particelle con granulometria più fine, trascinate nel flusso dei fumi della combustione, e fanghi, derivati dai processi di depurazione degli effluenti liquidi. I rifiuti liquidi derivano dai processi di abbattimento ad umido degli effluenti gassosi e dalle acque di spegnimento delle ceneri. Le emissioni gassose sono costituite da anidride carbonica, ossido di carbonio, ossidi di azoto, ossidi di zolfo, composti organici volatili, acido cloridrico e polveri. Un moderno impianto di termodistruzione si attesta su rendimenti complessivi del 20%. Uno dei problemi ancora aperti riguarda l'opportunità della combustione del rifiuto indifferenziato, rispetto al selezionato o con le caratteristiche del combustibile ricavato dai rifiuti. La Svizzera è al primo posto con 25 impianti, con una quota di incenerimento dei rifiuti urbani dell'80%, seguita dal Lussemburgo, dove viene incenerito il 70% dei rifiuti urbani. In Italia vi sono circa 40 impianti funzionanti, ma solo la metà produce energia. Considerando che una tonnellata di rifiuto urbano ha lo stesso contenuto energetico di circa 200 kg di petrolio, si può calcolare che, se si potesse inviare a termodistruzione l'insieme dei rifiuti urbani prodotti in Italia, si avrebbe un risparmio di oltre 30 milioni di barili di petrolio.

L'**idrogeno** rappresenta il combustibile che potrebbe sostituire i combustibili fossili nel mercato dell'energia primaria. Il vantaggio principale di tale modifica consisterebbe nel guadagno i termini di benefici ambientali che controbilancerebbe i notevoli costi di questo passaggio. Naturalmente esistono diverse difficoltà, alcune delle quali ancora insormontabili, di carattere tecnico e soprattutto economico che impediscono la realizzazione di tutte le tecnologie basate sull'idrogeno.

2.6 La cogenerazione ed il teleriscaldamento

La produzione combinata di energia elettrica e calore viene detta cogenerazione. Essa si può realizzare nelle centrali termoelettriche. In questo tipo di centrali, per

generare il vapore da inviare alle turbine, vengono bruciate grosse quantità di combustibili fossili: quando il vapore esce dalle turbine, possiede ancora del calore residuo, che, invece di essere disperso nell'ambiente, come avviene normalmente quando entra nel condensatore, può essere sfruttato per usi diversi dalla produzione di energia elettrica. Può essere, ad esempio, utilizzato nell'industria siderurgia e cartaria per fornire energia al ciclo produttivo oppure nelle case per riscaldare gli ambienti e l'acqua dell'impianto idrico. Questa seconda soluzione viene detta teleriscaldamento e viene realizzata tramite una rete di tubazioni sotterranee che distribuiscono acqua calda oppure vapore alle varie abitazioni. Il teleriscaldamento viene oggi applicato in molte città nelle varie parti del mondo, tra le quali si ricorda Monaco, Parigi, New York, ed in Italia, Como, Brescia e Modena.

2.7 I gruppi di continuità

Negli ospedali, nei centri di elaborazione dati è indispensabile che non si verifichi mai un'interruzione, nemmeno di breve durata, dell'alimentazione da parte della rete pubblica (in gergo, si dice che non devono verificarsi buchi di tensione). Pensate a una sala operatoria in cui è vitale che certe apparecchiature funzionino con continuità, oppure ad un elaboratore che, per un certo tempo, magari non breve, deve eseguire una complicata sequenza di operazioni. La nostra esperienza quotidiana suggerisce che, di tanto in tanto, si verificano fortuite (e sgradevoli) interruzioni dell'alimentazione. Per sopperire la eventuale mancanza di alimentazione, si usano dei dispositivi, detti gruppi di continuità, che restano inoperosi durante il funzionamento normale, ma intervengono in caso di guasto. Essi vanno dimensionati in base alla potenza che debbono erogare ed alla durata del loro intervento, e possono essere classificati in due grosse classi: i gruppi rotanti e statici.

I **gruppi rotanti** sono costituiti da un motore primo (generalmente a scoppio) in grado di azionare un generatore (alternatore) e da un volano per immagazzinare l'energia meccanica. Quando si verifica un'interruzione, il motore comincia a far girare l'alternatore e, quindi, si ha produzione di energia elettrica. Il loro difetto principale è costituito dal lento avviamento del motore a scoppio; il principale vantaggio risiede nel fatto che sono in grado di erogare notevoli potenze.

I **gruppi statici** sono, invece, costituiti da una batteria, tenuta carica continuamente mediante opportuni trasformatori raddrizzatori e da un dispositivo elettronico (inverter) che converte la tensione continua della batteria nella tensione sinusoidale necessaria per sopperire al guasto verificatosi sulla rete. È presente anche un sensore, capace di registrare il momento in cui la tensione di rete scende al di sotto di un limite fissato. Se da un lato i tempi di intervento sono dell'ordine dei millisecondi perché, per entrare in funzione, necessitano solo di una

commutazione sulla rete, dall'altro i gruppi statici non sono in grado di erogare elevate potenze.

Qualora fossero richieste grandi potenze e tempi di intervento molto brevi è ovviamente possibile realizzare dei gruppi misti, composti da un gruppo statico, in grado di intervenire rapidamente, e da un gruppo rotante che subentra solo quando il motore a scoppio si è portato a regime.

Appendice: alcune centrali italiane

Prima di concludere questa panoramica sulle centrali idroelettriche e termoelettriche, si suggerisce l'esperienza interessante, anche dal punto di vista didattico, di visitare il sito dell'Enel (www.enel.it). In particolare, alla voce 'produzione', vi è la possibilità di fare un giro virtuale (e per chi lo volesse anche reale) a tre delle più grandi centrali elettriche italiane: la centrale di Montalto, Entracque e Trino. La breve descrizione che qui riportiamo rappresenta solo una pallida ombra rispetto all'emozionante viaggio interattivo (arricchito anche da giochi) che si può realizzare visitando il sito. All'interno di ciascun 'percorso' si trovano fusi insieme e sintetizzati, momenti di gioco, d'intrattenimento educativo, di informazione e di comunicazione, sulle tre centrali ed anche sull'Enel in generale.

Centrale di Montalto

Questa centrale, che sorge in località Pian dei Gangani, nel comune di Montalto di Castro, in un'area posta tra il mare e la strada statale 1, Aurelia, era stata concepita per essere un impianto termonucleare. Dopo il referendum popolare del novembre 1987, venne decisa l'interruzione dei lavori della parte nucleare, mai entrata in funzione. Rappresenta il più grande impianto termoelettrico italiano (3.6 GW) ed è intitolata ad Alessandro Volta, vanto della Scienza italiana nello sviluppo dell'energia elettrica.

La centrale di Montalto è composta da 8 gruppi turbogas e 4 gruppi a vapore, con possibilità di funzionamento separato oppure in assetto ripotenziato. Ogni gruppo turbogas è formato da una turbina a gas, un alternatore, un trasformatore, un GVR (generatore di vapore a recupero). Ogni gruppo a vapore è equipaggiato con una caldaia, una turbina a vapore, un alternatore, un trasformatore. Ad ogni gruppo a vapore è associato un impianto di trattamento dei fumi costituito da un catalizzatore ed un captatore di polveri.

Il gruppo a vapore genera energia grazie al vapore prodotto dalla combustione di olio combustibile o gas metano; le turbogas generano energia grazie a gas ad alta temperatura e pressione, prodotti dalla combustione del metano.

Centrale di Entracque

Si tratta del più grande impianto idroelettrico di pompaggio d'Italia (1.2 GW) ed è situata in prossimità della strada provinciale per San Giacomo, nella regione della Piastra, ad Entracque, in provincia di Cuneo. Tutta la centrale, ad eccezione della stazione elettrica, è costruita in caverna.

La centrale, durante le ore di maggiore richiesta, generalmente le diurne, riceve l'acqua proveniente dagli invasi superiori, producendo energia grazie alla spinta

dell'acqua. Durante le ore notturne, quelle di minore richiesta di energia, funziona all'inverso, prelevando l'acqua dall'invaso inferiore e pompandola di nuovo a quelli superiori (da qui la definizione di centrale di pompaggio). Essa è costituita da due sistemi, chiamati Chiotas e Rovina. Il sistema 'Chiotas', che utilizza l'acqua del bacino omonimo, è composto da due condotte forzate, 16 valvole rotative, 8 gruppi turbine con alternatori e 4 trasformatori. Il sistema Rovina, che sfrutta l'acqua del lago naturale 'Rovina' è formato da 1 condotta forzata, 3 valvole rotative, 1 gruppo turbina con alternatore ed 1 pompa. Entrambi i sistemi hanno in comune il bacino della Piastra e la stazione elettrica a 380 kV.

Centrale di Trino

È la prima centrale a ciclo combinato dell'Enel. È situata in prossimità della strada provinciale che collega Vercelli con Crescentino, la strada delle Grange, in località Leri Cavour, su un'area di circa 23 ettari.

Questa centrale è composta da 2 moduli identici ognuno dei quali è formato da 2 turbogas con i rispettivi alternatore e generatore di vapore, da una turbina a vapore con alternatore, da un condensatore e dalla torre di raffreddamento. La sua attività inizia producendo energia grazie alla combustione di aria e metano. Dopo questa prima fase inizia un secondo processo termico (da qui la definizione di ciclo combinato) che consiste nello sfruttare l'elevata temperatura per produrre vapore.