

Suppl. 1

vol. 55

2014

GIORNALE DI FISICA

della
Società Italiana di Fisica

Serie Speciale L'ENERGIA NELLA SCUOLA
numero 5

ACQUA, TERRA, VENTO

A cura di Gianluca Alimonti e
Enzo De Sanctis



Società Italiana di Fisica

Bologna

Copyright © 2014, Società Italiana di Fisica

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questo volume può essere riprodotta in qualsiasi forma o con qualsiasi mezzo, elettronico, meccanico, per fotocopia o con altri procedimenti senza previa autorizzazione scritta dell'editore.

DOI 10.1393/gdf/i2014-10204-7

Produzione a cura dello Staff Editoriale della SIF

In copertina: fonti rinnovabili – elaborazione grafica di Simona Oleandri

Pubblicato da
Società Italiana di Fisica
Via Saragozza 12, 40123 Bologna-Italy
<http://www.sif.it>

Proprietà Letteraria Riservata
Printed in Italy

SOMMARIO

1. ACQUA

1.1	Introduzione	5
1.2	Principio di funzionamento di un impianto idroelettrico	6
1.3	Tipologie di impianti idroelettrici	7
1.3.1	Impianti ad acqua fluente	7
1.3.2	Impianti a deflusso regolato	8
1.3.3	Impianti ad accumulo mediante pompaggio	9
	Approfondimento: Come è fatto un impianto idroelettrico a deflusso regolato	13
	Approfondimento: La turbina idraulica	17
1.4	Vantaggi e svantaggi degli impianti idroelettrici	19
1.5	Energia idroelettrica in Italia	22
1.6	Potenziale sviluppo dell'energia idroelettrica nel mondo	23
1.7	Energia dal mare	25
1.7.1	Energia dalle onde	25
	Approfondimento: Il Progetto Toscana (Enel Green Power - 40South Energy)	29
1.7.2	Energia dalle maree	30
1.7.3	Energia dalle correnti marine e di marea	32
1.7.4	Energia dal gradiente termico	33
1.7.5	Energia da osmosi	34
	Approfondimento: Ocean Energy Systems	36

2. TERRA

2.1	Introduzione	39
	Approfondimento: La struttura interna della Terra	40
2.2	Il gradiente termico terrestre	41
2.3	I giacimenti geotermici	43
2.4	Le centrali geotermiche	46
	Approfondimento: Le pompe di calore	47
2.5	Vantaggi e svantaggi dell'energia geotermica	51
	Approfondimento: I sistemi geotermici a rocce calde secche o umide	52
2.6	L'energia geotermica nel mondo	55
	Approfondimento: Larderello e la geotermia	57
2.7	La geotermia offshore in Italia	59

3. VENTO

3.1 Introduzione	63
3.2 Potenza eolica	65
3.2.1 Potenza teorica disponibile nel vento	65
3.2.2 Potenza massima estraibile dal vento	65
3.2.3 Effetto dell'altezza dal suolo	69
Approfondimento: La legge di Betz. Il coefficiente di potenza	70
3.3 Produzione di energia eolica	72
Approfondimento: Stima della producibilità elettrica di un impianto eolico	73
3.4 Il generatore eolico	76
3.4.1 Classificazione degli impianti eolici	78
3.5 I parchi eolici	79
3.6 Impianti eolici offshore: vantaggi e problematiche	80
3.6.1 Strutture di sostegno degli aerogeneratori offshore in acque profonde	81
3.6.2 Tipologie delle strutture galleggianti degli impianti offshore in acque profonde	83
Approfondimento: Studi per strutture galleggianti	84
3.7 L'energia eolica ad alta quota	87
3.7.1 Il kite	88
3.7.2 Makani Power	88
3.7.3 KiteGen	89
3.8 Valutazione del potenziale della risorsa eolica in Italia	91
3.8.1 Valutazione del potenziale eolico offshore in Italia	93
Glossario	97

1. ACQUA

1.1 Introduzione

Il ciclo dell'acqua, determinato dall'evaporazione dell'acqua terrestre, dalla formazione di nubi e dalle conseguenti precipitazioni piovose, mette a disposizione dell'uomo una importante fonte di energia rinnovabile, la seconda dopo le biomasse. Alla sua origine c'è il Sole, le cui radiazioni provocano l'evaporazione di grandi masse d'acqua presenti sulla superficie dei mari e degli oceani. L'acqua evaporata viene poi accumulata e trasportata dai corpi nuvolosi, ricade al suolo attraverso le piogge e viene infine convogliata al mare mediante i fiumi. Pur calcolando che solo meno del 25%⁽¹⁾ dell'energia solare ricevuta dalla Terra si traduce in precipitazioni atmosferiche, si tratta comunque di una cospicua quantità di energia.

L'uso dell'energia idrica rappresenta una delle forme più antiche di sfruttamento di energia naturale, sviluppata originariamente mediante dispositivi di trasformazione dell'energia cinetica di acqua in scorrimento in energia meccanica. Assieme al mulino a vento, il mulino ad acqua è stato per l'uomo la prima fonte di energia meccanica non animale.

L'uso dell'energia idrica al fine di produrre energia elettrica ebbe inizio verso la fine del XIX secolo con la realizzazione (nel 1882) della prima centrale idroelettrica al mondo ad Appleton, nel Wisconsin (USA). La prima centrale idroelettrica realizzata in Europa, fu quella di Tivoli nel 1886, che consentì successivamente (nel 1892) l'illuminazione di Roma con luce elettrica.

Tra le fonti rinnovabili, l'energia idrica è oggi quella più utilizzata nel mondo per la produzione di elettricità (arrivando a coprire da sola circa il 16% del fabbisogno elettrico mondiale), perché si basa su una tecnologia ben conosciuta e con un rendimento molto alto.

⁽¹⁾ Esistono differenti stime dei flussi di energia del sistema Terra provenienti da osservazioni satellitari, da osservazioni dal suolo e da modelli numerici. Tutte le stime hanno un grado di incertezza. Il valore qui riportato è basato su osservazioni satellitari della radiazione solare riflessa e della energia termica re-irradiata dall'atmosfera e dalla superficie terrestre.

1.2 Principio di funzionamento di un impianto idroelettrico

L'energia idroelettrica viene ricavata dal corso di fiumi e di laghi grazie alla creazione di dighe e di condotte forzate. Il principio su cui si basano le centrali idroelettriche è quello di trasformare l'energia potenziale di una massa di acqua in quiete e/o l'energia cinetica di una massa di acqua in scorrimento in energia meccanica e, successivamente, trasformare questa energia meccanica in energia elettrica grazie a un alternatore accoppiato a una turbina (vedi gli Approfondimenti: Come è fatto un impianto idroelettrico a deflusso regolato e La turbina idraulica).

Una massa di acqua m , defluendo da un punto A ad un punto B più a valle, perde energia potenziale in misura proporzionale al dislivello di quota, o salto, h tra i punti A e B indipendentemente dal percorso seguito, sia esso un corso d'acqua, un canale o una condotta forzata. L'energia potenziale E_p persa dalla massa m di acqua può essere espressa in termini della portata Q secondo la seguente equazione:

$$(1) \quad E_p = mgh = Q\rho gh ,$$

dove ρ è la densità dell'acqua e $g = 9,82 \text{ m/s}^2$ è l'accelerazione di gravità. Trascurando le perdite per attriti e i moti vorticosi, tutta l'energia potenziale persa nella caduta si trasforma in energia cinetica della massa m di acqua:

$$(2) \quad \frac{1}{2}mv^2 = mgh ,$$

dove $v = \sqrt{2gh}$ è la velocità dell'acqua alla fine del salto.

Dall'equazione (1) risulta che l'energia potenziale immagazzinata in una massa d'acqua può essere estratta sfruttando una grande portata e un piccolo salto oppure un ridotto flusso volumetrico in caduta attraverso un grande salto.

Consideriamo ora l'azione di un getto d'acqua che, convogliata da un condotto di sezione S , colpisce con velocità v orizzontale le pale del rotore di una turbina. Supponiamo, per semplicità che queste siano dei dischi di area A investiti perpendicolarmente dal getto d'acqua. Supponiamo anche che dopo l'urto la velocità dell'acqua si riduca a zero e che l'acqua continui a muoversi solo per azione del proprio peso (ossia cada verticalmente sotto l'azione della gravità). Chiaramente la massa Δm di acqua che, nel tempo Δt , esce dal condotto è $\Delta m = \rho v S \Delta t$. Questa massa di acqua possiede prima dell'urto la quantità di moto:

$$(3) \quad q = \Delta mv = \rho S v^2 \Delta t .$$

Per ipotesi, nell'urto contro la pala del rotore, la massa d'acqua perde tutta la sua velocità e quindi dopo l'urto la sua quantità di moto diventa nulla. Pertanto, applicando la seconda legge della dinamica (forza uguale alla variazione della quantità di moto), nel tempo Δt sulla pala si esercita una forza F :

$$(4) \quad F \Delta t = \rho S v^2 \Delta t ,$$

e quindi una pressione $P = F/S = \rho v^2$.

È interessante osservare che se la superficie della pala ha la forma a cucchiaio, la massa m che urta contro il piatto dopo l'urto rimbalza all'indietro con una velocità vettoriale $\mathbf{v}_1 = -\mathbf{v}$, ossia ha una velocità uguale in intensità e direzione a quella prima dell'urto, ma con verso opposto. Pertanto nell'intervallo di tempo Δt la variazione di quantità di moto dell'acqua è

$$(5) \quad \Delta q = \Delta m(v - v_1) = 2\Delta m v = 2q,$$

a cui corrisponde una forza sulla pala $F' = 2F$ e quindi una pressione $P' = 2P$. A parità di velocità dell'acqua la pressione che si esercita su pale a cucchiaio è doppia di quella che si genera su pale piatte. È questo il motivo per cui le pale di alcune turbine hanno la forma a cucchiaio.

1.3 Tipologie di impianti idroelettrici

In linea generale lo schema funzionale di un impianto idroelettrico comprende l'opera di sbarramento, una diga o una traversa, che intercetta il corso d'acqua creando un invaso che può essere un serbatoio, o un bacino, dove è creato un livello d'acqua. Attraverso opere di adduzione, canali e gallerie di derivazione l'acqua viene convogliata in vasche di carico e, mediante condotte forzate, nelle turbine attraverso valvole di immissione (di sicurezza) e sistemi di regolazione della portata (distributori) secondo la domanda d'energia. L'acqua mette in azione le turbine e ne esce finendo poi nel canale di scarico attraverso il quale viene restituita al fiume.

Gli impianti idroelettrici possono essere classificati in base a vari criteri. A volte si classificano in base alla portata, cioè in base alla quantità di acqua che passa in un secondo attraverso le condotte dell'impianto (da pochi metri cubi a parecchie migliaia di metri cubi al secondo). Altre volte si classificano in base al salto che l'acqua compie passando da una quota superiore a una quota inferiore, e si dividono in impianti a bassa caduta (fino a 25 m massimo di dislivello) e impianti ad alta caduta (dell'ordine di 1000 m di dislivello).

Molto più frequentemente gli impianti idroelettrici si classificano in base alla tipologia impiantistica come:

- impianti ad acqua fluente,
- impianti a deflusso regolato,
- impianti ad accumulo mediante pompaggio.

1.3.1 Impianti a acqua fluente

Negli impianti ad acqua fluente si sfrutta l'energia cinetica di grandi masse di acqua fluviale che superano piccoli dislivelli. Questi impianti sono caratteristici dei fiumi di pianura con portata preferibilmente elevata e costante durante il corso dell'anno. Essi non hanno alcuna capacità di regolazione degli afflussi né possibilità di immagazzinamento, anche se talvolta sono preceduti a monte da piccoli serbatoi di regolamentazione. Pertanto la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua e la turbina produce energia con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua: se il corso d'acqua è in magra e si scende sotto un livello minimo di portata, cessa la produzione di energia elettrica.

Nella figura 1(a) è mostrato lo schema di funzionamento di una centrale idroelettrica ad acqua fluente, e nella figura 1(b) una foto della centrale idroelettrica ad acqua fluente sul fiume Santerno, nel Comune di Firenzuola, in provincia di Firenze.

Gli impianti ad acqua fluente erano molto più usati all'inizio del secolo scorso, soprattutto per azionare macchine utensili in piccoli laboratori. Oggi il potenziale di questi impianti è meno sfruttato di quanto si potrebbe, soprattutto se si considera che l'impatto ambientale è spesso contenuto e limitato. In alcuni Paesi questi impianti hanno un peso molto importante nel mix energetico nazionale; per esempio in Svizzera le centrali ad acqua fluente coprono il fabbisogno elettrico di base, cioè quello totale esclusi i picchi diurni della domanda.

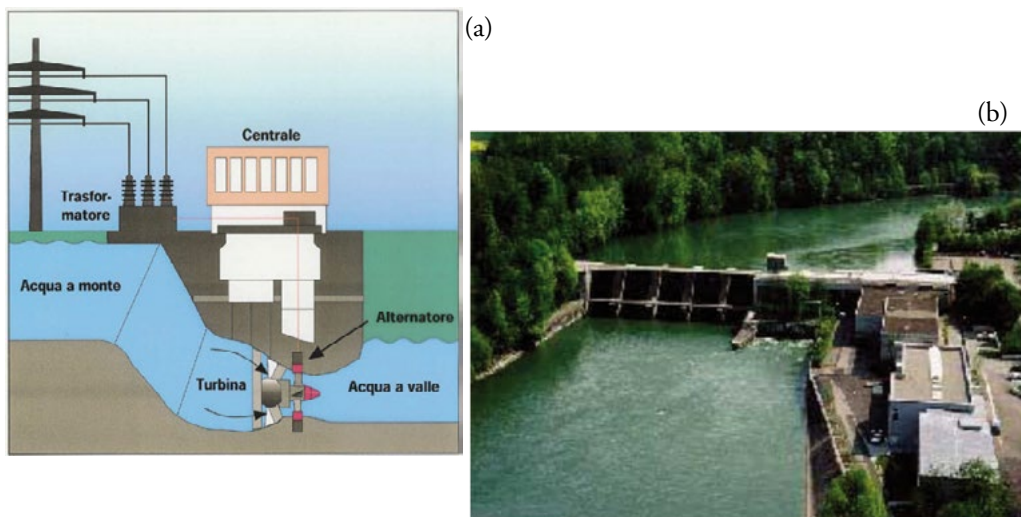


Fig. 1. – (a) Schema di centrale ad acqua fluente; la corrente di un corso d'acqua mette in movimento una turbina accoppiata a un alternatore che trasforma l'energia meccanica di rotazione in energia elettrica. (b) Foto dell'impianto idroelettrico ad acqua fluente sul Santerno in località La Rimessa – Coniale, nel Comune di Firenzuola, in provincia di Firenze.

1.3.2 Impianti a deflusso regolato

Negli impianti a deflusso regolato si sfrutta l'energia potenziale gravitazionale posseduta da masse d'acqua in quota. Si tratta di impianti a bacino idrico naturale (laghi, di cui a volte si aumenta la capienza con sbarramenti mediante dighe) o artificiale. In entrambi i casi l'acqua viene convogliata, mediante canali artificiali o, più spesso, tramite condotte forzate – nelle quali l'acqua è in pressione – verso le centrali elettriche, situate a quote più basse, ove aziona le turbine idrauliche; così l'energia cinetica dell'acqua in movimento viene trasformata in energia elettrica.

Nella figura 2 (a) è mostrato lo schema di funzionamento di una centrale a deflusso regolato, e nella figura 2 (b) una foto dell'impianto idroelettrico di Grosio, in Provincia di Sondrio.

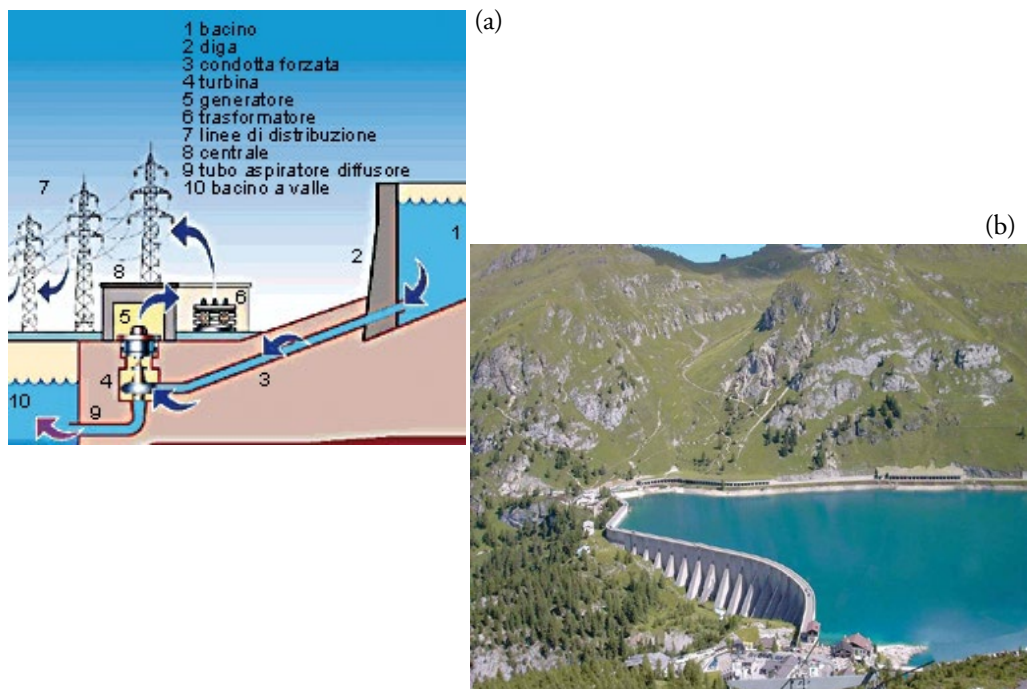


Fig. 2. – (a) Schema di centrale a deflusso regolato; (b) foto della centrale idroelettrica di Grosio, in provincia di Sondrio.

Questi impianti si servono di corsi d'acqua con portata minore e meno costante, ma caratterizzati da salti di maggiore entità, dai 200 m fino a oltre 1000 m (per esempio, l'impianto di San Fiorano, in provincia di Brescia, utilizza un salto di 1424 m; quelli di Chandoline in Svizzera e di Riesseck in Austria utilizzano un salto di 1700 m).

Gli impianti a deflusso regolato sono ad oggi gli impianti idroelettrici più potenti e più sfruttati. Essi hanno, però, un notevole impatto ambientale sia nella fase di costruzione dell'opera, sia, a posteriori, nell'impatto visivo ed estetico. In genere queste centrali hanno potenze superiori ai 10 MW e arrivano a valori enormi come ad esempio nell'impianto di Itaipu di 14 000 MW, sul fiume Paranà, al confine tra Brasile e Paraguay, dove la diga, lunga complessivamente 7700 m e alta 196 m, forma un bacino con un'estensione di 1460 km² (circa quattro volte la superficie del lago di Garda).

1.3.3 Impianti ad accumulo mediante pompaggio

Questi impianti permettono di immagazzinare energia nei momenti di disponibilità per utilizzarla nei momenti di maggiore richiesta. Essi svolgono principalmente la funzione di integrazione della potenza fornita alle utenze nazionali da centrali termoelettriche o da fonti rinnovabili aleatorie (eolico e solare) per i periodi del giorno o dell'anno in cui la potenza elettrica supera la produzione di base.

Sono impianti costituiti da due o più serbatoi, ubicati a quote differenti (vedi figura 3). Nei periodi di maggiore richiesta di elettricità (generalmente le ore diurne) l'acqua immagazzinata nel serbatoio a monte è utilizzata per la produzione di elettricità e viene nel contempo

accumulata nel serbatoio inferiore; nelle ore di minore carico (ore notturne e festive) la stessa acqua è risolledata al serbatoio superiore mediante pompe – sfruttando l'energia in eccesso messa a disposizione dalle centrali di base o dalle fonti rinnovabili aleatorie – in modo da ricostituire l'invaso occorrente per un successivo ciclo di funzionamento nelle ore in cui si ha la domanda di punta.

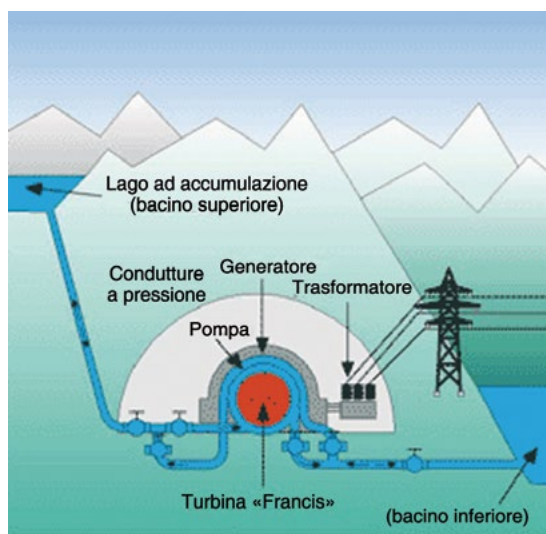


Fig. 3. – Schema di centrale ad accumulo mediante pompaggio.

Gli impianti idroelettrici ad accumulo mediante pompaggio hanno i seguenti importanti vantaggi:

- consentono di ottimizzare i carichi sulla rete elettrica nazionale, favorendo la stabilità del sistema;
- sono gli impianti più efficienti per immagazzinare la produzione in eccesso di energia da fonti rinnovabili non programmabili;
- possono operare convenientemente sul mercato elettrico, consumando energia elettrica a minore valore commerciale nelle ore di minor carico per produrne – in modo flessibile – durante i picchi di domanda;
- sono caratterizzati da impatti ambientali contenuti: hanno bilanci idrici prossimi a zero e non producono emissioni di inquinanti o di gas climalteranti in fase di esercizio.

Da quanto detto, si comprende come i tipi di impianti idroelettrici descritti siano sostanzialmente complementari. Esistono però degli impianti a deflusso regolato dotati di bacino anche a valle che possono essere utilizzati in caso di necessità anche nella modalità di pompaggio: tali impianti vengono a volte definiti di pompaggio misto per differenziarli da quelli detti a pompaggio puro ove non sono presenti apporti idrici naturali.

Esempio 1: Calcolare la velocità v con cui arriva al suolo un corpo di massa m lasciato cadere liberamente con velocità iniziale nulla da un punto A a quota h sopra il suolo B.

Soluzione: Il corpo è soggetto solo alla forza di gravità mg , conservativa. Quindi si può utilizzare il principio di conservazione dell'energia per le posizioni A e B.

$$\frac{1}{2}mv_A^2 + mgh_A = \frac{1}{2}mv_B^2 + mgh_B .$$

Essendo $v_A = 0$, risulta che:

$$v_B = \sqrt{2g(h_A - h_B)} = \sqrt{2gh} .$$

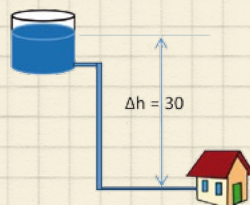
Esempio 2: Due scivoli di un parco acquafan hanno forme diverse ma la stessa lunghezza e partono dalla stessa altezza h . Lo scivolo A si trova sempre a quota più bassa dello scivolo B, tranne che nei punti di partenza e arrivo, che sono gli stessi per i due scivoli. Due bambine, Ginevra e Agnese, partono da ferme nello stesso istante rispettivamente dallo scivolo A e dallo scivolo B. Quale delle due avrà maggiore velocità alla fine dello scivolo? Chi delle due arriverà prima in fondo allo scivolo? (Trascurare l'attrito.)

Soluzione: L'energia potenziale iniziale mgh di ciascuna bambina si trasforma in energia cinetica, cosicché la velocità nel punto più basso, per entrambi gli scivoli, si ottiene da

$$\frac{1}{2}mv^2 = mgh .$$

La massa appare a primo e secondo membro di questa equazione e quindi la velocità alla fine dello scivolo è la stessa per entrambe le bambine, indipendentemente dalla loro massa. Lo scivolo utilizzato da Ginevra si trova, per tutto il percorso fino alla fine, costantemente a una quota inferiore rispetto a quello di Agnese. Ciò significa che Ginevra converte prima parte della sua energia potenziale in energia cinetica, di conseguenza viaggia più velocemente di Agnese per l'intero percorso, tranne che in prossimità dell'arrivo, dove Agnese raggiunge finalmente la stessa velocità. Pertanto, considerato che i due scivoli hanno uguale lunghezza, è Ginevra ad arrivare prima in fondo.

Esempio 3: Un serbatoio dell'acqua sopraelevato è una vista familiare in molte città. Esso ha lo scopo di assicurare una pressione sufficiente nei tubi che erogano l'acqua agli utenti. La superficie dell'acqua in un serbatoio è a una quota $h = 30$ m al di sopra di un rubinetto nella cucina di una



casa (vedi figura). Calcolare la differenza di pressione dell'acqua fra il rubinetto e la superficie dell'acqua nel serbatoio.

Soluzione: La pressione che agisce sulla superficie libera dell'acqua del serbatoio e sull'acqua all'uscita dal rubinetto è la pressione atmosferica. La differenza di pressione tra il rubinetto e la superficie dell'acqua nel serbatoio è

$$\Delta P = \rho g h = \left(1,0 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3\right) \cdot \left(9,8 \text{ m/s}^2\right) \cdot (30 \text{ m}) = 2,9 \cdot 10^3 \text{ N/m}^2.$$

Esempio 4: Un serbatoio pieno d'acqua, alto 5 m posto su una collina, alimenta una casa situata ai piedi della collina con un tubo lungo $l=110 \text{ m}$ inclinato di 58° rispetto al piano orizzontale. Calcolare (a) la pressione relativa dell'acqua nella casa e (b) a che altezza arriva il getto di acqua che fuoriesce verticalmente da un tubo rotto davanti alla casa.

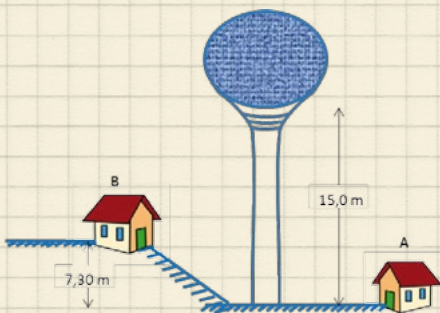
Soluzione: L'acqua è praticamente incompressibile; per il calcolo della pressione nella casa conta solo la differenza di quota tra il serbatoio e l'utenza e non il percorso e la forma del tubo:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \rho g \Delta h = \rho g (\tilde{h} + 110 \cdot \sin 58^\circ) = \\ &= \left(1,0 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3\right) \cdot \left(9,8 \text{ m/s}^2\right) \cdot (5 \text{ m} + (110 \cdot 0,848) \text{ m}) = 9,6 \cdot 10^5 \text{ N/m}^2. \end{aligned}$$

(b) Per il principio di conservazione dell'energia, in assenza di attriti il getto ritorna alla quota di partenza, ossia

$$h = 5 \text{ m} + (110 \cdot 0,848 \text{ m}) = 98 \text{ m}.$$

Esempio 5: La figura rappresenta un serbatoio d'acqua sferico che contiene $M = 5,25 \cdot 10^5 \text{ kg}$ di acqua quando è pieno. Il serbatoio è in comunicazione con l'atmosfera alla sommità. Calcolare la pressione dell'acqua in un rubinetto della casa A e nella casa B quando il serbatoio è pieno. Si trascuri il diametro dei tubi di erogazione.



Soluzione: Innanzi tutto dobbiamo calcolare il diametro del serbatoio. Questo si ottiene tenendo conto che la massa d'acqua $M = \frac{4}{3}\pi r^3 \rho$, da cui segue:

$$r = \sqrt[3]{\frac{3M}{4\pi\rho}} = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot 5,25 \cdot 10^5}{4 \cdot 3,14 \cdot 1 \cdot 10^3}} = 5 \text{ m}.$$

Pertanto, si ha

$$(a) \quad P = \rho g \Delta h = \left(1.0 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3\right) \cdot \left(9.8 \text{ m/s}^2\right) \cdot (25 \text{ m}) = \\ = 1.73 \cdot 10^5 \text{ N/m}^2 = 1.73 \cdot 10^5 \text{ Pa}.$$

$$(b) \quad P = \rho g \Delta h = \left(1.0 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3\right) \cdot \left(9.8 \text{ m/s}^2\right) \cdot (25 - 7.30 \text{ m}) = \\ = 2.45 \cdot 10^5 \text{ N/m}^2 = 2.45 \cdot 10^5 \text{ Pa}.$$

Esempio 6: Una diga forma un lago che vicino ad essa è profondo 85 m. Se il lago fosse lungo 20 km, quanto più spessa dovrebbe essere la diga rispetto al caso in cui il lago è lungo solo 1 km?

Soluzione: In entrambi i casi la diga ha lo stesso spessore, perché la pressione dell'acqua dipende dalla profondità del lago, non dalla sua lunghezza.

APPROFONDIMENTO: Come è fatto un impianto idroelettrico a deflusso regolato

Un impianto idroelettrico a deflusso regolato è composto, in genere, da cinque elementi (vedi figura 4): un sistema di raccolta dell'acqua (bacino), una condotta forzata, una turbina che trasforma l'energia potenziale in energia meccanica, un alternatore che converte l'energia meccanica in energia elettrica e un sistema di controllo e regolazione della portata dell'acqua. Una volta utilizzata, l'acqua viene restituita al suo corso naturale senza aver subito alcuna trasformazione nelle sue caratteristiche chimico-fisiche.

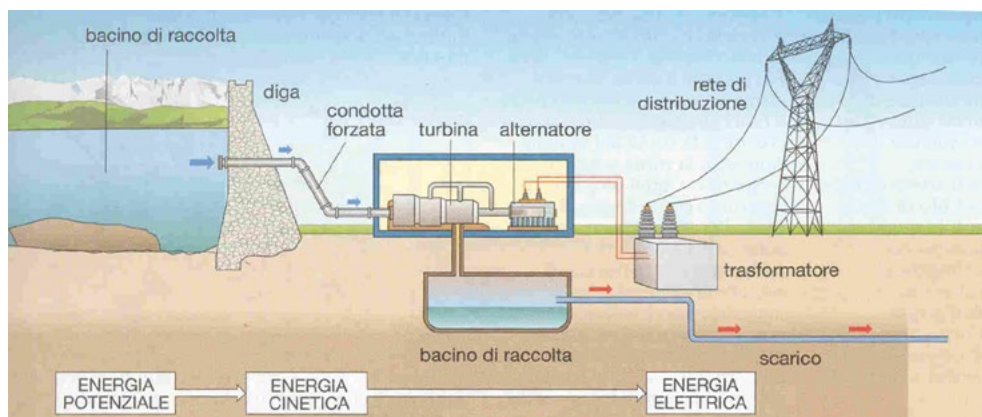


Fig. 4. – Schema di principio di una centrale idroelettrica: l'energia potenziale della massa d'acqua contenuta nel bacino di raccolta è trasformata in energia cinetica all'entrata nella turbina e, quindi, in energia elettrica dall'alternatore.

Il sistema di raccolta dell'acqua è costituito principalmente da una diga. Questa deve rispettare regole costruttive e di gestione molto rigorose, disciplinate da leggi e sorvegliate, nel caso di opere di grandi dimensioni, dal Servizio Nazionale Dighe. Gli *sforatori* di superficie e lo scarico di fondo garantiscono comunque una gestione controllata dell'acqua invasata.

Una volta raccolta, l'acqua viene convogliata in una turbina attraverso condotte forzate. Queste ultime sono tubazioni in lamiera di acciaio a sezione circolare fortemente inclinate che convogliano l'acqua dal bacino di raccolta alla centrale dove si produce l'energia elettrica; le condotte hanno anche delle valvole in testa ed al piede che permettono di chiudere il passaggio all'acqua.

In ogni turbina c'è un organo di immissione e distribuzione dell'acqua che porta l'acqua in una *girante* (*rotore*) dove l'energia potenziale si trasforma in energia meccanica.

Fissato solidamente all'albero della turbina, un generatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. Questo è composto da un rotore mobile, su cui è installato un magnete, e da una parte fissa, lo *statore*. Il campo magnetico generato dal rotore, trasmette una forza elettromagnetica agli avvolgimenti di filo di rame presenti nello statore.

Dal generatore, sempre attraverso cavi di rame opportunamente dimensionati, l'energia elettrica, caratterizzata all'origine da una tensione di 5000 V, raggiunge un trasformatore. Qui il valore della tensione viene innalzato fino a 150 000 V prima che l'elettricità venga immessa nella rete di distribuzione.

L'intera centrale idroelettrica è guidata e controllata da apparecchiature elettroniche che sorvegliano il processo produttivo e intervengono in caso di guasto e/o di anomalie di funzionamento, provvedendo a far fermare prontamente l'impianto. Oggi, grazie al progresso della tecnologia informatica e delle telecomunicazioni, quasi tutti gli impianti sono comandati a distanza da un limitato numero di centri di telecontrollo che sovrintendono a tutte le operazioni necessarie per il corretto funzionamento delle centrali.

L'equazione (1) fornisce la potenza cinetica di un impianto idroelettrico, ossia la potenza che il rotore della turbina può utilizzare per produrre potenza meccanica. Nella catena che porta a trasformare la potenza meccanica in potenza elettrica occorre considerare le diverse perdite negli stadi successivi di trasformazione. La prima di queste perdite avviene per effetti idrodinamici nel rotore stesso. La seconda riguarda gli attriti che si hanno nella trasmissione del movimento agli ingranaggi fino all'albero dell'alternatore. Infine la trasformazione in energia elettrica da parte dell'alternatore ha pure un suo rendimento. Tutti questi effetti possono essere inglobati in un solo parametro η , detto efficienza media della turbina idraulica. Pertanto la potenza elettrica P_e ottenibile da un impianto idroelettrico è data dalla formula

$$(6) \quad P_e = \eta Q g h .$$

Come detto poco sopra, il rendimento di una turbina idroelettrica si attesta attorno a 0,80–0,85.

Esempio 7: Calcolare la differenza di potenziale ai capi di una spira circolare aperta di raggio r che ruota con velocità angolare costante ω in un campo di induzione magnetica uniforme e costante \mathbf{B} .

Soluzione: In base alla legge di induzione magnetica la differenza di potenziale ai capi della spira è pari alla variazione del flusso del campo di induzione magnetica concatenato con la spira, cambiata di segno:

$$V = - \frac{d\phi_s(B)}{dt}.$$

Il flusso del campo \mathbf{B} attraverso la superficie S delimitata dalla spira varia con la posizione della spira: è massimo quando il piano della spira è perpendicolare al campo \mathbf{B} , è nullo quando è parallelo a \mathbf{B} .

Sia \mathbf{n} la perpendicolare al piano della spira il cui verso viene definito, una volta fissato arbitrariamente un senso di percorrenza della spira, dalla regola di avviamento di una vite. Sia ϑ l'angolo fra i vettori \mathbf{n} e \mathbf{B} ; questo varia nel tempo secondo la relazione $\vartheta = \omega t$, avendo supposto parallele \mathbf{n} e \mathbf{B} all'istante iniziale. Il flusso di \mathbf{B} attraverso la superficie S è dato allora da

$$\phi_s(B) = \pi r^2 B \cos(\omega t);$$

e la sua variazione nel tempo dt da

$$\frac{d\phi_s(B)}{dt} = \frac{\pi r^2 B d\cos(\omega t)}{dt}.$$

Passando al limite per $dt \rightarrow 0$ e ricordando che la derivata della funzione coseno è la funzione seno con segno cambiato, si ha

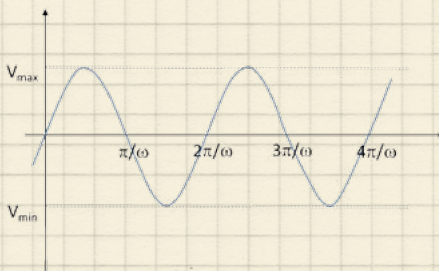
$$\frac{d\phi_s(B)}{dt} = -\pi r^2 B \omega \sin(\omega t).$$

Pertanto la differenza di potenziale ai capi della spira ha un andamento sinusoidale:

$$V = \pi r^2 B \omega \sin(\omega t).$$

La figura mostra il grafico di questa espressione.

Questo esempio rappresenta schematicamente un generatore di forza elettromotrice di frequenza $\omega/2\pi$ (la forza elettromotrice distribuita nella rete elettrica italiana ha una frequenza di 50 Hz).



Esempio 8: Un impianto a deflusso è alimentato da un bacino artificiale situato a una quota $h = 400$ m al di sopra delle turbine. Calcolare il flusso d'acqua che deve passare attraverso le turbine per generare una potenza di esercizio $P_e = 300$ MW, assumendo che l'impianto abbia un'efficienza complessiva $\eta = 80\%$.

Soluzione: La potenza nominale dell'impianto deve essere

$$P_n = \frac{P_e}{\eta} = \frac{300 \cdot 10^6}{0,8} = 375 \text{ MW} = 375 \cdot 10^6 \text{ J/s}.$$

Utilizzando l'equazione (6) la portata dell'impianto deve essere

$$Q = \frac{P_e}{gh\eta} = \frac{375 \cdot 10^6}{9,82 \cdot 400} = 95,5 \cdot 10^3 \text{ kg/s} = 95,5 \text{ m}^3/\text{s}.$$

Esempio 9: La centrale idroelettrica di Roccovalgrande, in provincia di Varese, "turbina e ripompa" l'acqua tra il laghi Delio e Maggiore. Il bacino ha la capacità di quasi 10 milioni di metri cubi d'acqua e si trova a 730 m al di sopra della quota delle turbine della sottostante centrale. Calcolare la velocità con cui l'acqua colpisce le pale delle turbine.

Soluzione: La velocità dell'acqua è chiaramente deducibile dalla relazione di conservazione dell'energia (vedi equazione (2)):

$$mgh = \frac{1}{2}mv^2.$$

Da cui segue:

$$v = \sqrt{2gh} = \sqrt{2 \cdot 9,82 \cdot 730} = 119,7 \text{ m/s}.$$

Esempio 10: La centrale idroelettrica di Bargi, nell'alto Appennino Bolognese, turbinata e ripompa l'acqua tra i laghi di Suviana e Brasimone. Calcolare la potenza elettrica di esercizio P_e della centrale e la velocità v di impatto dell'acqua sulla turbina, sapendo che il salto della centrale è $h = 375$ m, la portata delle condotte forzate è $Q = 104,6 \text{ m}^3/\text{s}$ e l'efficienza complessiva della centrale è $\eta = 75\%$.

Soluzione: Considerato che l'acqua ha densità 1000 kg/m^3 , la portata massima dell'impianto è $104,6 \cdot 10^3 \text{ kg/s}$. La potenza nominale dell'impianto, è quindi

$$P_n = Qgh = 104,6 \cdot 10^3 \cdot 9,82 \cdot 375 = 385,2 \cdot 10^6 \text{ J/s} = 385,2 \text{ MW}.$$

Quindi la potenza di esercizio è

$$P_e = \eta P_n = 0,75 \cdot 385,2 = 288,9 \text{ MW} .$$

La velocità dell'acqua sulle turbine è

$$v = \sqrt{2gh} = \sqrt{2 \cdot 9,82 \cdot 375} = 85,8 \text{ m/s} .$$

APPROFONDIMENTO: La turbina idraulica

Una turbina idraulica è essenzialmente costituita dal *distributore*, un organo fisso che convoglia e regola il flusso d'acqua, e dal *rotore*, che converte in energia di rotazione l'energia cinetica sottratta all'acqua in movimento. Il rotore è essenzialmente una ruota, con alette o pale variamente profilate, con asse di rotazione verticale o orizzontale.

Nella figura 5 è mostrato lo schema di principio di una turbina idroelettrica con asse di rotazione verticale.

Il distributore ha tre compiti essenziali: indirizza la portata in arrivo al rotore imprimendovi la direzione voluta, regola la portata mediante organi di parcellizzazione, provoca la trasformazione parziale o totale in energia cinetica dell'energia di pressione posseduta dalla portata. L'entità di questa trasformazione è l'elemento più importante per la classificazione delle turbine: quando la trasformazione da energia potenziale a energia cinetica avviene completamente nel distributore, si parla di turbine ad azione; altrimenti di turbine a reazione. Le prime vengono preferite quando il salto è notevole (fino a 1000 m) e la portata modesta. Quando, invece, il salto è minore (fino a 200 m), a vantaggio di una maggiore portata, è preferibile utilizzare una turbina a reazione che sfrutta anche l'azione della girante.

La più antica e semplice turbina idraulica è la ruota idraulica, usata dapprima nell'antica Grecia e successivamente adottata nella maggior parte dell'Europa antica e medievale per la macinazione del grano. Nella sua forma più semplice consisteva in un albero verticale, con una serie di alette o palette radiali oblique, posizionato in corsi d'acqua a flusso rapido o in condotte forzate.

Negli impianti idroelettrici moderni vengono costruite grandi unità in presenza di dislivelli elevati, impiegando generalmente turbine Kaplan fino a 60 m, turbine Francis fino a 600 m e turbine Pelton fino a 1700 m.

La turbina Kaplan, inventata nel 1913 dal professore austriaco Viktor Kaplan, è una turbina idraulica a reazione generalmente usata per piccoli dislivelli, fino a qualche decina di metri, ma con grandi portate, da 2–3 m³/s in su. Funziona essenzialmente come l'elica di una nave. Inoltre, grazie alla possibilità di regolare l'angolo di incidenza delle pale del rotore al variare della portata d'acqua, permette di mantenere alto il rendimento fino a portate 20–30% maggiori del valore nominale.

La turbina Francis, sviluppata nel 1848 dall'ingegnere inglese James B. Francis, è una turbina a reazione a flusso centripeto in cui l'acqua raggiunge la girante tramite un condotto a chiocciola che la lambisce interamente. In questa turbina, le palette del distributore possono essere ruotate al variare della portata fluente, mentre quelle del rotore sono fisse.

La turbina Pelton, inventata nel 1879 dallo statunitense Lester Allan Pelton, è una turbina ad azione utilizzata per grandi salti (di solito tra i 300 e i 1400 m) e piccole portate (inferiori a $50 \text{ m}^3/\text{s}$), si utilizza quindi solitamente per i bacini idroelettrici alpini. È la turbina ad azione con rendimento più elevato.

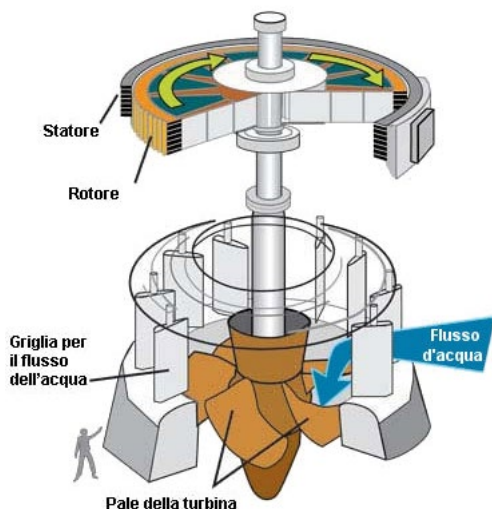


Fig. 5. – Schema di principio di una turbina idroelettrica.

Per mantenere costante la tensione di uscita di una centrale idroelettrica, la velocità delle turbine deve essere mantenuta costante a prescindere dalle variazioni di pressione dell'acqua. Ciò richiede continui controlli, che per le turbine Francis e Kaplan significa principalmente la regolazione continua del flusso, mediante l'apertura delle palette del distributore, a cui, nelle turbine Kaplan, si può aggiungere la variazione del passo delle pale dell'elica. Nelle turbine Pelton il flusso dell'acqua viene regolato variando l'apertura dell'ugello di alimentazione; in questo caso la turbina deve essere fornita di un ugello di bypass da usare per lo scarico temporaneo nell'eventualità di repentine variazioni di flusso nelle lunghe condotte forzate, a seguito delle quali si potrebbero verificare improvvisi e imponenti aumenti di pressione (i cosiddetti colpi d'ariete), pericolosi per l'integrità della condotta.

1.4 Vantaggi e svantaggi degli impianti idroelettrici

L'energia idraulica è una forma molto pregiata di energia per la sua capacità di immagazzinamento e per la grande flessibilità di utilizzo (semplicità di esercizio e rapidità di risposta alle variazioni di carico), il che rende non trascurabile la sua importanza economica. Grazie agli odierni sistemi di automazione, infatti, le centrali idroelettriche sono in grado di passare dallo stato di centrale ferma a quello di massima potenza in pochi minuti e, quindi, sono in grado di rispondere rapidamente alle fluttuazioni della domanda e per di più con un rendimento sempre molto elevato (intorno all'80%).

Un altro importante parametro di valutazione degli impianti idroelettrici è il fattore di carico, definito come il rapporto tra l'energia annua prodotta e il massimo che può essere prodotto dall'impianto. Un valore tipico del fattore di carico per un impianto idroelettrico è il 40%.

L'energia idroelettrica è una fonte rinnovabile e non esauribile. Inoltre è una fonte pulita: le emissioni di sostanze inquinanti in acqua e in aria sono praticamente nulle e le emissioni di anidride carbonica sono molto basse. Queste si ottengono eseguendo correttamente il cosiddetto *Life Cycle Assessment* (LCA) ossia considerando le emissioni avvenute alla costruzione dell'impianto, originate dai materiali, dai trasporti e dall'energia utilizzati, normalizzate per l'elettricità prodotta durante la vita dell'impianto stesso. Queste emissioni dipendono molto dalla dimensione e dalla tipologia di impianto: in media sono valutate essere di poche decine di grammi di CO₂ per ogni chilowattora di energia prodotta.

Altri aspetti vantaggiosi delle centrali idroelettriche sono la minore dipendenza dalle fonti energetiche di importazione, la diversificazione delle fonti e la riorganizzazione a livello regionale della produzione di energia.

Inoltre gli impianti mini-idroelettrici, con la sistemazione idraulica che viene eseguita per la loro realizzazione, portano in molti casi anche notevoli benefici ai corsi d'acqua interessati. In particolare permettono la regolazione e la regimentazione delle piene sui corsi d'acqua a regime torrentizio, specie in aree montane ove esista degrado e dissesto del suolo, e quindi possono contribuire efficacemente alla difesa e salvaguardia del territorio.

In alcuni casi, inoltre, il lago artificiale che si forma a seguito della realizzazione di una diga può valorizzare l'area circostante, permettendo lo sviluppo di attività turistiche, sportive e produttive che coesistono con lo sfruttamento idroelettrico. La possibilità di accumulare acqua per poi regolarne il flusso a valle, può inoltre contribuire a ridurre i fenomeni alluvionali e favorire un uso più oculato delle risorse idriche sempre più preziose.

In realtà anche una grande centrale idroelettrica pone problemi di impatto ambientale.

Il prelievo idrico riduce la quantità di acqua nei torrenti e nei fiumi a valle dell'impianto e può provocare sconvolgimenti negli ecosistemi fluviali con gravi danni al patrimonio ittico e naturalistico. Per questo motivo per legge, è richiesto che il prelievo non superi una percentuale della portata naturale e deve essere garantito quello che viene chiamato il "deflusso minimo vitale" che garantisca la vita del corso d'acqua e dei suoi ecosistemi. Senza tale normativa lunghi tratti di corsi d'acqua verrebbero di fatto lasciati praticamente all'asciutto con i conseguenti danni ambientali.

Gli effetti negativi non sono limitati ai tratti di fiume a valle degli impianti, ma si ripercuotono su tutta la rete idrica: la ridotta portata dei corsi d'acqua provoca una maggior

concentrazione degli inquinanti, sia nei corsi d'acqua che nelle falde da questi alimentate.

Un secondo limite delle centrali idroelettriche è dato dalle ampie aree di territorio che spesso devono essere occupate e allagate, tramite dighe di notevoli dimensioni appositamente costruite, per poter accumulare l'acqua necessaria a muovere le turbine con continuità. È necessario quindi modificare l'assetto originario del territorio e i regimi naturali dei corsi dei fiumi e torrenti, causando in alcuni casi impatti ambientali sugli ecosistemi e impatti economici su altre attività agricole o industriali, come è successo con la grande diga di Assuan in Egitto; oppure rischi di tipo idrogeologico, come è accaduto nel disastro del Vajont in Italia nel 1963.

Inoltre, la presenza di una diga influenza il microclima dei territori circostanti a causa della grande massa d'acqua che si raccoglie a monte della diga stessa. L'acqua, infatti, ha un'elevata capacità termica⁽²⁾: ciò vuol dire che l'acqua, per riscaldarsi assorbe molto calore, prelevato dall'atmosfera. Pertanto, durante l'estate l'acqua, assorbendo grandi quantità di calore dall'aria, mitiga la temperatura atmosferica. Il contrario avviene durante l'inverno, quando, l'acqua, nel raffreddarsi, cede molto calore all'atmosfera. Nei pressi dei bacini artificiali, durante l'estate la temperatura atmosferica sarà più bassa di quella dei territori circostanti perché l'acqua sottrae calore all'aria; durante l'inverno il microclima nella zona lacustre sarà più caldo rispetto alle zone vicine, perché il lago cede il calore immagazzinato all'atmosfera che si riscalda. L'estensione della zona interessata dipende dal volume d'acqua che la diga riesce a trattenere.

I grandi impianti idroelettrici a bacino necessitano quindi di opportune valutazioni di impatto ambientale, tese a garantire l'assenza di interferenze con l'ambiente naturale. Le centrali in caverna, scavate nel sottosuolo, eliminano in parte il problema estetico, ma pongono il problema di smaltire il materiale di scavo e la loro realizzazione può influire sulla circolazione idrica sotterranea.

Esempio 11: (a) Calcolare quanta energia termica occorre fornire a una tinozza di ferro (calore specifico del ferro $c_f = 450 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$), di massa $m = 20 \text{ kg}$, per innalzare la sua temperatura da 10°C a 90°C . (b) Di quanto cresce questo valore se la tinozza viene riempita con 20 kg di acqua (calore specifico dell'acqua $c_a = 4186 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$).

Soluzione:

(a) L'energia termica Q_f necessaria per innalzare di $\Delta T = (90^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C}) = 80^\circ\text{C}$ la temperatura della tinozza è data dalla relazione:

$$Q_f = mc_f \Delta T = (20 \text{ kg}) \cdot (450 \text{ J/kg}^\circ\text{C}) \cdot (80^\circ\text{C}) = 7,2 \cdot 10^5 \text{ J} = 720 \text{ kJ}.$$

(b) Per innalzare di $\Delta T = 80^\circ\text{C}$ una quantità di acqua di pari massa m , occorre una

⁽²⁾ La capacità termica di un corpo è la quantità di calore necessaria ad innalzare di 1°C la temperatura del corpo stesso.

quantità di energia termica Q_a pari a

$$Q_a = mc_a \Delta T = (20 \text{ kg}) \cdot (4186 \text{ J/kg}^\circ\text{C}) \cdot (80^\circ\text{C}) = 6.7 \cdot 10^6 \text{ J} = 6700 \text{ kJ} ,$$

ossia più di nove volte l'energia Q_f necessaria per innalzare dello stesso intervallo di temperatura ΔT una pari massa di ferro. In totale, quindi, per riscaldare la tinozza con l'acqua occorre un'energia di $720 \text{ kJ} + 6700 \text{ kJ} = 7420 \text{ kJ}$.

Esempio 12: Uno dei maggiori ostacoli alla diffusione delle nuove fonti energetiche rinnovabili (solare e eolico) è costituito dal fatto che sono fonti discontinue. Pertanto per poter utilizzare appieno queste fonti primarie è necessario adottare dei sistemi di accumulo che abbiano un ciclo di carica-scarica con il rendimento energetico netto più elevato possibile. Il metodo più comune per accumulare energia è quello di utilizzare i bacini idroelettrici nei quali, quando vi è eccedenza di produzione di energia elettrica, si pompa acqua da un bacino a valle ad uno a monte.

Calcolare di quanto occorrerebbe innalzare il livello dell'acqua del lago di Como (di superficie di circa 145 km^2) per coprire il fabbisogno annuale di energia elettrica della città di Milano, sapendo che il consumo medio pro-capite dei suoi abitanti (pari a circa 1,6 milioni di persone) è di 1000 kWh/anno .

Soluzione: Calcoliamo innanzi tutto il consumo medio giornaliero di energia E degli abitanti di Milano:

$$E = \frac{(1000 \text{ kWh/anno}) \cdot (1.6 \cdot 10^6 \text{ abitanti})}{365 \text{ giorni}} = 4.38 \cdot 10^9 \text{ Wh} \approx 1.58 \cdot 10^{13} \text{ J} .$$

Occorrerebbe quindi immagazzinare nel lago di Como una quantità di acqua M la cui energia potenziale globale sia pari a E . Chiamando $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ la densità dell'acqua e S la superficie del lago, la massa M in questione è pari a

$$M = \rho S H ,$$

Lo strato di acqua dM di altezza dh che si trova alla quota h ha un'energia potenziale $ghdM = gh(\rho S dh)$, dove g è l'accelerazione di gravità. Pertanto l'energia potenziale di tutta la massa M si ottiene calcolando l'integrale tra 0 e H di $ghdM = g\rho S h dh$. Per quanto detto, questo integrale deve essere uguale a E . Pertanto si ha

$$E = \int_0^H g\rho S h dh = \frac{1}{2} g\rho S H^2 ,$$

da cui risulta

$$H = \sqrt{\frac{2E}{\rho S g}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1.58 \cdot 10^{13}}{1000 \cdot 145 \cdot 10^6 \cdot 9.82}} = \sqrt{22.18} = 4.7 \text{ m} .$$

1.5 Energia idroelettrica in Italia

Secondo i dati di Terna⁽³⁾ circa 51 TWh di energia idroelettrica sono stati prodotti in Italia nel 2013, coprendo così il 15% del consumo interno lordo italiano e il 47% dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Grazie all'ampia disponibilità di risorse idriche nelle Alpi e, in misura minore nell'Appennino, l'industria elettrica italiana nacque in pratica come industria idroelettrica. In Italia nel 1938 ben 14,6 TWh sui 15,5 TWh di energia totale prodotta derivavano dall'idroelettrico. Questa fonte ha contribuito all'avvio dell'industrializzazione italiana tra l'Ottocento e il Novecento.

Nel 1963 (nel dicembre 1962 ci fu la nazionalizzazione dell'energia elettrica e la costituzione dell'ENEL, allora Ente Nazionale Energia Elettrica) erano installati impianti idroelettrici per 12 500 MW e la produzione idroelettrica fu in quell'anno di 46 TWh, corrispondente al 65% della produzione totale di elettricità.

Dal 1963 ad oggi (2014) la potenza installata è quasi raddoppiata, anche grazie alla realizzazione di grandi impianti di pompaggio. Se andiamo però a vedere la produzione, constatiamo che essa è rimasta sostanzialmente costante, con ampie oscillazioni legate alla variazione della disponibilità di acqua per la produzione idroelettrica. Essa è infatti influenzata sia dalla piovosità annuale, sia da modifiche legislative, con l'introduzione in anni recenti del concetto di *deflusso minimo vitale* e cioè il deflusso che in un corso d'acqua deve essere presente a valle delle captazioni idriche al fine di mantenere vitali le condizioni di funzionalità e di qualità degli ecosistemi interessati.

La figura 6 mostra l'andamento della produzione primaria e di quella dovuta ai pompaggi, per un lungo periodo, che va dal 1963 al 2012. L'analisi del grafico mostra una produzione primaria tipicamente oscillante fra 40 e 45 TWh, con alcuni picchi positivi e negativi più o meno accentuati. Minimi < 40 TWh si sono avuti a metà degli anni '70, all'inizio degli anni '90 e più di recente tra il 2003 ed il 2007. Picchi > 45 TWh si sono avuti dal 1977 al 1980, nel 2001, dal 2009 al 2011 ed ancora nel 2013 con circa 51 TWh prodotti. È interessante notare che il valor medio della produzione primaria risulta di 41,5 TWh considerando l'intero periodo ed è praticamente lo stesso considerando solo gli ultimi 10 anni.

Dopo essere stata la principale fonte di energia elettrica fino agli anni Sessanta (82% del totale), la quota relativa di questa fonte rinnovabile è progressivamente diminuita, mentre la quantità prodotta è rimasta costante. Negli anni '80, la quota dell'idroelettrico era già ridotta al 25%, mentre la produzione termoelettrica, nello stesso periodo, era passata dal 14% al 70%. Questo è dovuto alla maggior richiesta di energia, infatti, nel 2012 il consumo elettrico italiano (307 219 GWh) è stato 23 volte più alto che nel 1938 (fonte: Terna).

Si è calcolato che la potenzialità idroelettrica del territorio italiano potrebbe essere di circa 65 TWh. Il confronto con l'energia prodotta indica che il potenziale della risorsa idroelettrica nel nostro Paese è già molto ben sfruttato e si è quasi giunti al limite del massimo sfruttamento possibile. Non sembra quindi essere un settore capace di espandersi ulteriormente. Alla saturazione del settore contribuiscono il fatto che i siti più favorevoli e conve-

⁽³⁾ Terna è la società pubblica che gestisce la trasmissione di energia elettrica in Italia e ne garantisce la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo.

nienti dal punto di vista tecnico ed economico sono già stati utilizzati e insorgono numerosi ostacoli tecnici, ambientali ed economici alla realizzazione di nuovi grandi invasi e centrali di potenza elevata. Di conseguenza il futuro dell'idroelettrico in Italia sembra consistere nella sola realizzazione di impianti di bassa potenza (<100 kW), di scarso impegno economico e tecnico e bassissimo impatto ambientale, e negli interventi di ammodernamento degli impianti esistenti.

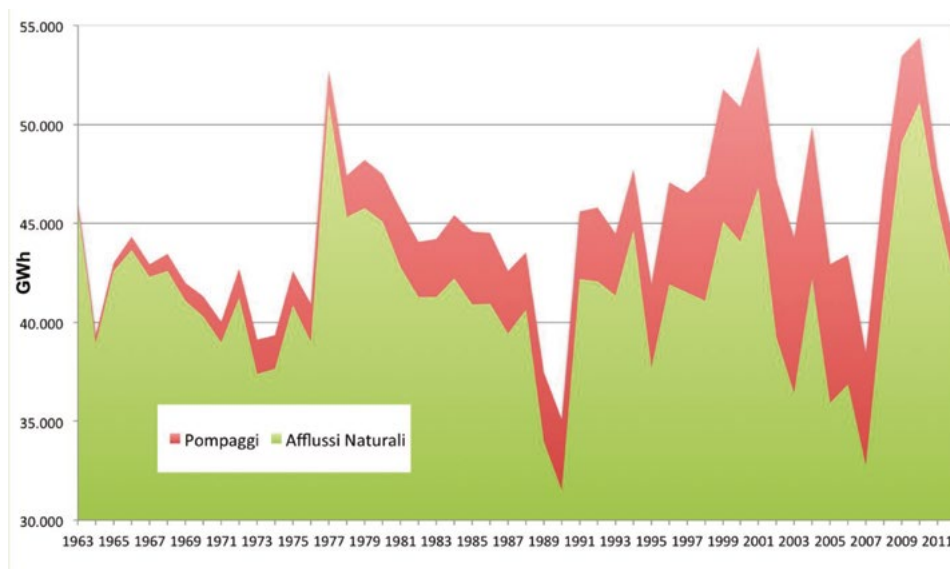


Fig. 6. – Andamento della produzione idroelettrica in Italia (primaria e da pompaggi), dal 1963 al 2012. Per la produzione da pompaggi si è assunta un'efficienza complessiva del 75%.

Al 2012 la potenza degli impianti idroelettrici in esercizio in Italia è stata di poco superiore ai 18 GW, con un incremento rispetto al 2011 inferiore all'1% (fonte dati: Impianti a fonti rinnovabili – Rapporto statistico 2012, GSE 2013). Gli impianti ad acqua fluente rappresentano il 27% del totale della potenza idroelettrica installata (coprendo però oltre il 45% della produzione), mentre gli impianti a bacino e gli impianti a serbatoio ne rappresentano rispettivamente il 28% e il 45%.

Sempre nel 2012, circa il 13,4% dell'energia elettrica richiesta sulla rete in Italia (pari a ~328 TWh) è stata coperta dalla produzione idroelettrica. In particolare il 12,8% è stato coperto da apporti naturali mentre lo 0,6% da apporti di pompaggio.

1.6 Potenziale sviluppo dell'energia idroelettrica nel mondo

In termini di capacità installata e resa energetica, l'energia idroelettrica è una delle tecnologie più sfruttate per produrre energia elettrica: di gran lunga la più utilizzata tra le energie rinnovabili.

A fine 2013 l'energia idroelettrica copre circa il 16% dell'energia elettrica utilizzata nel mondo e si ricava attraverso il funzionamento di circa 800 000 dighe, di cui 45 000 alte più

di 15 metri. I bacini di raccolta dell’acqua occupano globalmente circa 300 000 km², un’area grande quanto l’Italia.

Per molti Paesi, l’idroelettrico rappresenta una importantissima fonte per la produzione di energia elettrica: in Norvegia copre il 95% della produzione di energia elettrica, in Brasile il 78%, in Venezuela il 65% e in Canada il 58%.

Nella Tabella I sono riportati i valori della capacità idroelettrica istallata nei cinque primi Paesi e dell’energia idroelettrica da essi prodotta. Per un interessante confronto sono anche riportati i relativi valori al 1993. Attualmente la Cina è il primo produttore di energia idroelettrica, seguita da Brasile, Stati Uniti, Canada e Russia. Al 2011 questi cinque Paesi disponevano del 56,4% della capacità idroelettrica mondiale e hanno prodotto il 49,7% della produzione totale di energia idroelettrica. La tabella mostra anche chiaramente il grande incremento di capacità e produzione registrato in Cina e Brasile, a fronte di una crescita molto più ridotta degli altri Paesi.

In generale i Paesi industrializzati (Italia e gran parte Europa inclusi) hanno esaurito le risorse convenientemente sfruttabili offerte dalla natura. I grandi impianti idroelettrici sono, infatti, ormai quasi tutti realizzati ed è difficile ampliare il numero e la potenza del parco di centrali idroelettriche esistenti. In questi Paesi le strade da percorrere nel futuro sono quelle degli impianti di piccola taglia (mini-idroelettrico e micro-idroelettrico) a servizio di utenze isolate, che hanno la possibilità di sfruttare le risorse idriche presenti nelle loro vicinanze. Con il termine mini-idroelettrico si indicano impianti con una potenza installata inferiore ai 10 MW, mentre con il termine micro-idroelettrico si indicano gli impianti con potenza inferiore ai 100 kW.

Tabella I. – Capacità idroelettrica istallata e relativa produzione elettrica nei primi cinque Paesi al 2011. Per confronto sono anche riportati i corrispondenti valori al 1993 (fonte: *International Energy Agency (IEA) - Key World Energy Statistics 2012*).

Paese	Capacità istallata [MW]		Produzione reale [GWh]	
	2011	1993	2011	1993
Cina	249 000	44 600	714 000	138 700
Brasile	82 458	47 265	428 571	252 804
USA	77 500	74 418	319 355	267 326
Canada	75 104	61 959	348 110	315 750
Russia	49 700	42 818	180 000	160 630
Resto del mondo	412 420	338 204	1 239 571	1 150 750
Totale	946 182	609 264	3 229 607	2 285 960

Gli impianti di piccola taglia hanno notevoli vantaggi: permettono di sfruttare piccoli salti e portate minime dei fiumi per ottenere energia elettrica; hanno un basso impatto sul territorio; hanno costi contenuti; consentono di soddisfare il fabbisogno energetico di piccole comunità, fattorie, singole famiglie o piccole imprese; sono impianti ideali per fornire energia ad aree isolate o non collegate alla rete di distribuzione elettrica nazionale.

Invece in altre grandi regioni del mondo l’energia idroelettrica è disponibile in grande quantità e non è ancora stata sfruttata. Essa, quindi, può rappresentare un’interessante fonte

di approvvigionamento energetico, sia attraverso impianti idroelettrici di grossa taglia sia attraverso impianti mini-idroelettrici.

L'energia idraulica ha conosciuto uno sviluppo molto rapido che prosegue oggi nei Paesi in via di sviluppo di Asia e America Latina, che potenzialmente dispongono di risorse considerevoli, mentre è particolarmente scarsa la capacità installata in Africa in rapporto alle enormi potenzialità di quel continente (si valuta che sia sfruttato solo circa il 7% del potenziale stimato). A questo proposito, basti pensare che solo la costruzione della gigantesca diga di Grand Inga sul fiume Congo (la diga sarà alta 150 m, l'impianto disporrà di 50 turbine, costerà 80 miliardi di dollari ed avrà una potenza di 40 GW), consentirebbe di produrre tanta energia elettrica quanta se ne consuma in Italia in un anno.

1.7 Energia dal mare

Gli oceani e i mari racchiudono in sé, in varie forme, una grande energia. In linea di principio è possibile convertire i seguenti cinque tipi di energia presenti nel mare: energia dalle onde; dalle maree; dalle correnti marine e di marea; dal gradiente termico tra superficie e fondali; da osmosi.

Alcuni esperti ritengono che la conversione di questa energia sia, insieme al fotovoltaico, una delle migliori opzioni per il futuro della produzione di energia rinnovabile. Questo è il motivo per cui i ricercatori hanno cercato per decenni di trovare modi per catturare l'energia delle onde dell'oceano. Tuttavia al momento, queste tecnologie si trovano a uno stadio di sviluppo molto più arretrato rispetto alle altre fonti energetiche rinnovabili. A livello commerciale funzionano al mondo solo alcuni sbarramenti che sfruttano le maree e che impiegano tecnologie identiche a quelle impiegate nel campo idroelettrico.

Vediamo ora le caratteristiche salienti delle energie ricavate sfruttando le diverse caratteristiche del mare e degli oceani ed alcuni esempi di progetti.

1.7.1 Energia dalle onde

L'energia del moto ondoso è una fonte rinnovabile che sfrutta l'energia cinetica contenuta nelle onde, da cui prende il nome. Si tratta fondamentalmente di energia eolica concentrata. Infatti quando il vento soffia sopra un'estesa massa di acqua si possono formare onde che immagazzinano una grande quantità di energia.

La figura 7 mostra il valore medio annuale della potenza di onda nelle varie regioni della Terra. Le onde con energia maggiore sono concentrate al largo delle coste occidentali a 40°–60° di latitudine. La potenza dei fronti d'onda varia in questi settori tra 30 e 70 kW/m con picchi a 100 kW/m.

Lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso è di recente sperimentazione in vari progetti europei di ricerca: ci sono allo studio ipotesi per concentrare e focalizzare le onde in modo da aumentarne l'altezza e il potenziale di conversione in energia elettrica. Alcune ipotesi prevedono invece di utilizzare le variazioni di pressione che si riscontrano al di sotto della superficie del mare, altre utilizzano dei galleggianti che “replicano” il moto ondoso trasferendolo a dei generatori per mezzo di pistoni idraulici.

I sistemi che sfruttano il moto ondoso sono vari e alcuni hanno raggiunto lo stadio dimostrativo.



Fig. 7. – Potenza di onda media annua in kW per metro di lunghezza di cresta per vari siti di tutto il mondo (fonte: *T.W. Thorpe, An overview of wave energy technologies: status, performance and costs*).

– Il principio della colonna d’acqua oscillante (OWC)

Il sistema della colonna d’acqua oscillante OWC (*Oscillating Wave Column*) è il convertitore di energia da onde marine più maturo in termini di numero e durata di prototipi già installati in mare.

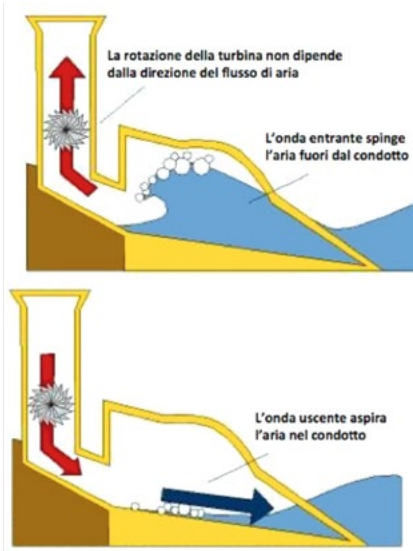


Fig. 8. – Principio della colonna d’acqua oscillante (OWC).

Si tratta di impianti costruiti direttamente sul mare sfruttando insenature naturali o scavando conche artificiali sulla costa. L'impianto consiste in una struttura in acciaio o calcestruzzo, immersa nell'acqua e aperta alla base. Per effetto del movimento ondosso l'acqua si alza e si abbassa all'interno della struttura e si comporta come un pistone che comprime l'aria ivi contenuta. Questa viene usata per far girare una turbina che, a sua volta, mette in funzione un generatore di elettricità. Quando l'onda si abbassa, l'aria fluisce attraverso la turbina e torna indietro nella conca idraulica attraverso chiuse artificiali. Le turbine, come mostrato in figura 8, ricevono una spinta sia nella fase di compressione che in quella di decompressione; il turbogeneratore infatti ha la proprietà di mantenere lo stesso senso di rotazione, indipendentemente dalla direzione del flusso d'aria.

Il primo impianto OWC (il *Land-Installed Marine-Powered Energy Transformer*) è stato inaugurato nel novembre 2000 sull'isola di Islay, in Scozia, e fornisce elettricità alla comunità dell'isola. La prestazione dell'impianto è stata ottimizzata per intensità delle onde medie annue comprese tra 15 e 25 kW/m e ha un'efficienza media del 50% circa.

– Sistemi con apparati galleggianti

Il progetto *Pelamis*, mostrato in figura 9, che prende il nome da un serpente marino, è una struttura semisommersa di cilindri galleggianti che, grazie al movimento dettato dalle onde, agisce su dei pistoni idraulici accoppiati a dei generatori elettrici.

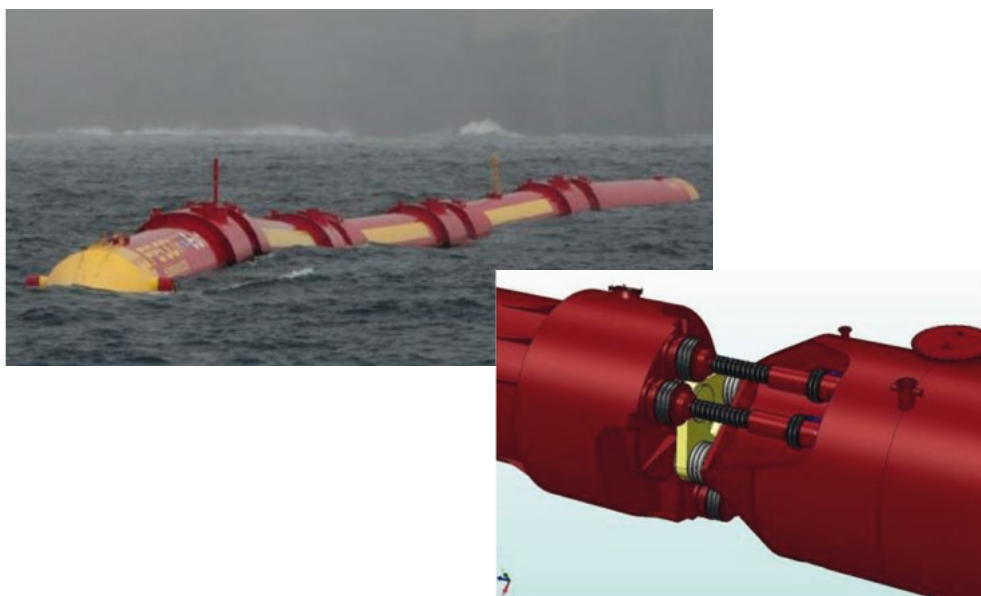


Fig. 9. – Immagine e schema del progetto Pelamis.

In genere la singola struttura è composta da 5 elementi congiunti, con un diametro di 3,5 m e una lunghezza di 150 m, per una potenza di 750 kW. I materiali utilizzati sono resistenti all'azione corrosiva dell'acqua di mare e sono previsti accessi alla struttura per eventuali interventi di manutenzione e/o riparazione.

Il primo prototipo (750 kW) è stato installato al largo della Scozia, al centro europeo per l'energia marina delle Isole Orcadi; altri sono stati installati al largo dell'isola di Vancouver in Canada (potenza 2 MW). Il primo impianto commerciale per la produzione di energia elettrica derivato da questo prototipo è stato installato davanti alle coste del Portogallo; l'impianto ha una potenza di 2,25 MW.

– Sistemi con impianti sommersi

Il principio di Archimede, che afferma che ogni corpo immerso in un fluido riceve una spinta verticale dal basso verso l'alto, uguale per intensità al peso del fluido spostato, si presta allo sfruttamento del moto ondoso.

Un esempio è il progetto AWS (*Archimedes Wave Swing*), mostrato in figura 10, che consiste in una struttura sommersa, ancorata al fondo marino, dotata di una camera d'aria soggetta ai cicli di compressione-decompressione dovuti alla variazione, originata dalle onde, della colonna d'acqua soprastante.

La forma dell'apparato è quella di un grosso cilindro, avente la base ancorata al fondo e un "cappello" mobile in senso verticale. Si prevede che l'impianto commerciale, di potenza 2 MW, dovrà avere altezza 30 m e diametro 10 m; per quanto concerne il sito di installazione le caratteristiche tipiche sono con fondali di 80–90 m di profondità, la massima efficienza è prevista con onde di ampiezza 5 m.



Fig. 10. – Illustrazione grafica del sistema AWS (*Archimedes Wave Swing*).

APPROFONDIMENTO: Il Progetto Toscana (Enel Green Power - 40South Energy)

Nel 2012 la Società *40South Energy* ha avviato una partnership con *Enel Green Power* finalizzata alla costruzione della prima macchina (prodotta nei cantieri *40South Energy* in Toscana) per l'utilizzo in Italia dell'energia dalle onde marine. Precisamente la Società ha avviato la costruzione e la messa in esercizio a Punta Righini (Castiglioncello, in provincia di Livorno) del sistema di generazione da moto ondoso, denominato R115, con una capacità nominale di 150 kW e una potenza installata pari a 100 kW (vedi figura 11).

Il sistema R115 risulta composto da elementi che subiscono l'inerzia del fluido dovuta al moto ondoso e alla spinta di galleggiamento (*UPPER MEMBER* e *RAIL*) e da elementi che trasformano il moto relativo delle parti del sistema in energia elettrica (TEP - *Transmission Electronics and Power* - Elettronica di trasmissione e di alimentazione).

Si riconoscono così tre sottosistemi:

- gli elementi superiori, tenuti vicino alla superficie dell'acqua;
- gli elementi inferiori, conservati più in profondità;
- il sistema di ormeggio.

Utilizzando un innovativo sistema di trasmissione, il moto relativo degli elementi inferiori e superiori viene convertito direttamente in energia elettrica sulla macchina.

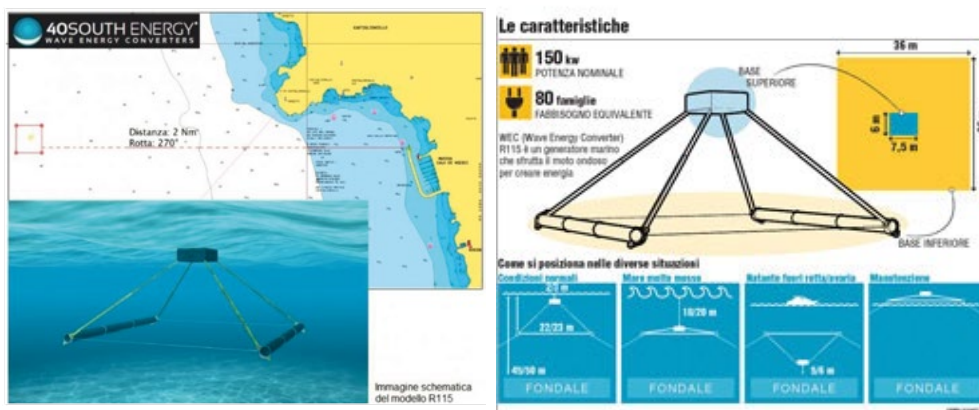


Fig 11. – Immagine schematica, caratteristiche del progetto della *40South Energy*.

La macchina funziona su un fondale di almeno 40 m di profondità ed è in grado di lavorare in tutte le condizioni di mare. Per una profondità del fondale di 40 m l'ingombro orizzontale è pari a 50–80 m², mentre per un fondale di 70 m tale ingombro cresce fino a 50–120 m² a causa della maggior lunghezza degli ancoraggi.

La macchina lavora in costante immersione e per questo è poco soggetta a corrosione, ma è comunque protetta dall'ossidazione mediante vernici marine. La manutenzione, sia per malfunzionamento che per rottura o per interventi programmati, avviene in superficie; i pezzi sostituiti vengono portati in officina sulla terraferma per la riparazione e immagazzinati per utilizzo come parte di ricambio per interventi futuri. Infine il sistema TEP è puramente elettrico-meccanico, e questo garantisce efficienze di conversione elevate e cicli di manutenzione lunghi.

– Sistemi di superficie con bacino di raccolta

Questi sistemi sfruttano l'energia delle onde per accumulare acqua in un bacino, che successivamente viene fatta fluire attraverso una o più turbine per produrre energia elettrica.

Uno schema generale del funzionamento dell'impianto si può vedere nella figura 12. L'acqua dell'onda viene catturata in un bacino sopraelevato tramite una rampa; da qui poi passa per delle turbine ad elica posizionate poco sopra al livello medio/inferiore dell'onda e al centro del bacino. Queste strutture possono essere collocate sulla costa o in mare aperto usando bacini e rampe galleggianti.

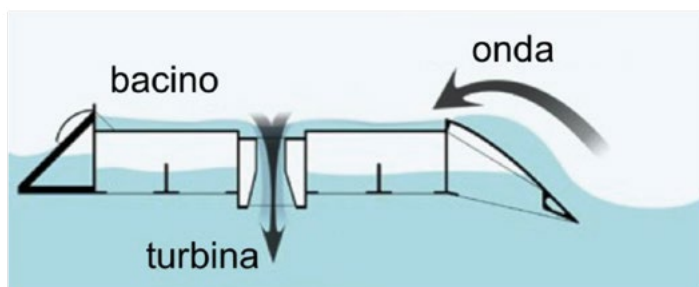


Fig. 12. – Illustrazione di un sistema di superficie con bacino di raccolta.

1.7.2 Energia dalle maree

La marea, il ritmico innalzamento e abbassamento del livello del mare provocato dall'azione gravitazionale della Luna e del Sole, di solito ha un'ampiezza (dislivello tra l'alta marea e la bassa marea) inferiore al metro, ma in alcune zone, per la particolare configurazione del sito, il dislivello può raggiungere valori elevati (in alcune zone della Terra si registrano maree anche con 20 m di ampiezza verticale), interessanti per lo sfruttamento e la produzione di energia elettrica.

In una tipica centrale ad energia mareomotrice l'acqua affluisce e defluisce in un vasto bacino, passando attraverso una serie di tunnel nei quali, acquistando velocità, fa girare delle turbine collegate a generatori. Per ottenere la produzione di energia sia con marea crescente che calante, si utilizzano particolari turbine reversibili, che funzionano, cioè, con entrambe le direzioni del flusso.

Il principio di funzionamento è mostrato in figura 13, partendo da una fase di alta marea, in cui il bacino è al suo massimo livello di riempimento (fase 1 in figura). Si attende la bassa marea (fase 2), durante la quale l'acqua del bacino defluisce verso il mare aperto mettendo in rotazione la turbina per la generazione elettrica. Tale generazione avviene sino a quando il livello nel bacino e quello di bassa marea sono uguali (fase 3). Quando la marea torna a salire (fase 4), è il flusso entrante nel bacino a generare elettricità. Tale generazione avviene sino a quando il livello nel bacino e quello di alta marea sono uguali, come mostrato nell'ultima fase della figura (fase 1), per poi ricominciare con un nuovo ciclo.

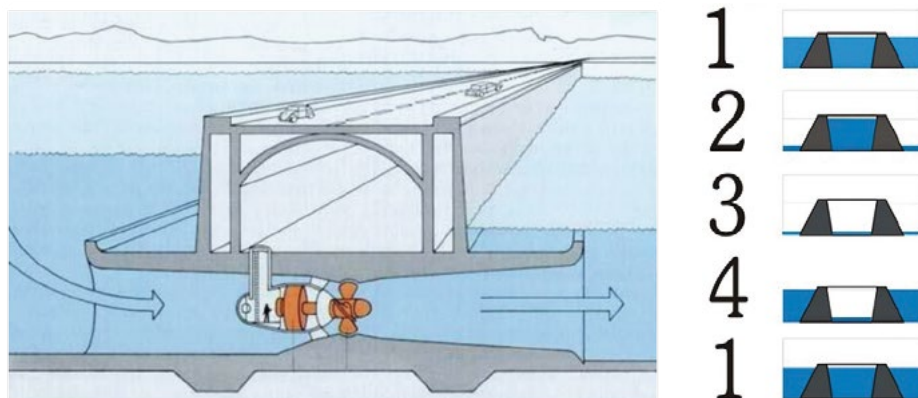


Fig 13. – Illustrazione di un sistema per lo sfruttamento dell'energia di marea.

Ad oggi sono stati individuati, a livello globale, circa 21 siti dove le caratteristiche delle maree sono adatte all'installazione di questo tipo di centrali mareomotrici; ad esempio, nella sola Inghilterra il potenziale stimato è di 6000 MW di impianti realizzabili.

In Bretagna, alla foce del fiume Rance, fra Saint-Malo e Dinard, negli anni '70 è stata costruita una centrale che sfrutta la marea che da quelle parti raggiunge 13,5 m di dislivello. La centrale comprende una diga in pietrame, 6 chiuse di entrata e uscita, per vuotare e riempire rapidamente la foce, e 24 turbine. La portata di acqua raggiunge $18\,000\text{ m}^3/\text{s}$ e la potenza erogabile raggiunge i 240 MW. Con questa produzione, ogni anno la centrale copre il 3% del fabbisogno elettrico della Bretagna francese.

Esempio 13: Una zattera rettangolare di lati $a = 8\text{ m}$ e $b = 3\text{ m}$ galleggia in un lago. Quando viene caricata con 10 botti uguali piene di vino, essa affonda di $s = 12\text{ cm}$. Calcolare il peso di una botte assumendo che la densità dell'acqua del lago sia $\rho = 1\text{ g/cm}^3$.

Soluzione: Sotto l'azione della forza peso delle 10 botti il volume di acqua spostato dalla zattera aumenta di

$$\Delta V = a \cdot b \cdot s.$$

Conseguentemente la spinta di Archimede sulla zattera aumenta della quantità:

$$\Delta A = \Delta V \rho g.$$

Questa risulta uguale alla forza peso delle 10 botti, perciò il peso di una botte è

$$F = \frac{\Delta A}{10} = \frac{\rho \Delta V g}{10} = \frac{1000 \cdot 8 \cdot 3 \cdot 0,12 \cdot 9,82}{10} = 2,83 \cdot 10^3\text{ N}.$$

Esempio 14: Per misurare la densità del sangue se ne versano alcune gocce in una miscela di xylene (densità $\rho_1 = 0,867 \text{ g/cm}^3$) e bromobenzene (densità $\rho_2 = 1,497 \text{ g/cm}^3$) e si varia la composizione percentuale della miscela finché le gocce di sangue immerse non rimangono in equilibrio. Quando questo avviene il volume della miscela è per il 72% occupato da xylene e per il 28% da bromobenzene. Calcolare la densità del sangue.

Soluzione: Quando le gocce di sangue immerse sono in equilibrio la miscela ha la stessa densità del sangue perché allora la spinta di Archimede eguaglia la forza di gravità su di esse agenti. Indicando con m_1 e m_2 le masse di xylene e bromobenzene, e con $\alpha_1 = 72\%$ e $\alpha_2 = 28\%$ le percentuali di volume V della miscela occupate da ciascun componente, la densità della miscela, e quindi del sangue, si ottiene da

$$\rho = \frac{m_1 + m_2}{V} = \frac{\alpha_1 \rho_1 V + \alpha_2 \rho_2 V}{V} = \alpha_1 \rho_1 + \alpha_2 \rho_2 =$$

$$0,72 \cdot 0,867 + 0,28 \cdot 1,497 = 1,0434 \text{ g/cm}^3.$$

1.7.3 Energia dalle correnti marine e di marea

L'energia delle correnti marine e di marea è una delle fonti più interessanti ed inesplorate tra le fonti di energie rinnovabili. Le correnti marine possono essere paragonate ad immensi fiumi che scorrono in seno al mare. Si tratta di masse d'acqua di densità diversa, che non si mescolano tra loro ma scorrono a lungo l'una accanto all'altra, sopra e sotto, seguendo una direzione quasi costante e con una caratteristica velocità. Le correnti marine si distinguono dalle acque circostanti sia per la temperatura che per la salinità, ed a volte anche per il colore e le concentrazioni di materiali sospesi. Ne esistono di vario tipo: costiere, di mare aperto, superficiali e di profondità, stabili o stagionali, ecc.

Le correnti marine sono dotate di energia cinetica, e possono essere sfruttate con lo stesso principio utilizzato per l'energia eolica, con generatori ad asse orizzontale (più adatte alle correnti marine costanti, come quelle presenti nel Mediterraneo) o verticale (per correnti di marea che cambiano direzione di circa 180° nell'arco della giornata). Come per i generatori eolici, la potenza estraibile dalla corrente è proporzionale al cubo della velocità della corrente (vedi par. 3.2) e, essendo in questo caso la densità dell'acqua decisamente superiore a quella dell'aria, intensità di correnti marine di 3-4 m/s permetterebbero di ricavare quantità di energia considerevoli.

Alcuni studi sulle correnti di marea, come quelli condotti dal Dipartimento di Ingegneria Aerospaziale dell'Ateneo Federico II di Napoli, mostrano come a livello mondiale l'energia potenzialmente estraibile sia considerevole. Gli studi e le ricerche in atto sono rivolte ad individuare le migliori dimensioni di impianti che permettano lo sfruttamento di tali correnti e che garantiscano anche buone caratteristiche di affidabilità, durata e manutenzione.

Uno dei siti più interessanti per lo sfruttamento in ambito mediterraneo di questa energia rinnovabile è lo Stretto di Messina, caratterizzato da correnti con velocità di 1,5 m/s.

In studi dedicati è stata identificata anche una particolare tipologia di generatore, simile a un generatore eolico, ma con pale particolari (con profilo alare), che sfruttano la doppia rotazione delle pale, sia attorno al mozzo dell'elica, sia attorno al proprio asse.

Nella figura 14 è mostrata la turbina Kobold, di proprietà della società italiana Ponte di Archimede SpA e brevettata in tutto il mondo. In questa turbina il rotore, di 6 m di diametro, è ad asse verticale ed è costituito da tre pale lunghe 5 m ancorate all'albero di trasmissione tramite sei bracci carenati. La boa galleggiante ha un diametro di 10 m ed è ancorata dal 2000 su un fondale di 20 m, ad una distanza di 150 m dalla spiaggia in località Ganzirri, vicino a Messina. Eroga circa 25 kW di potenza con una velocità della corrente di circa 2 m/s.



Fig. 14. – Illustrazione di un sistema con turbina Kobold ad asse verticale per lo sfruttamento delle correnti marine. © Copyright Image Factory/Quark n.26.

1.7.4 Energia dal gradiente termico

È possibile produrre energia sfruttando la differenza di temperatura tra gli strati superficiali e profondi degli oceani. Il Sole riscalda la superficie del mare creando una differenza di temperatura fra le acque superficiali, che possono raggiungere i 25–28 °C, e quelle situate per esempio ad una profondità di 600 m, che non superano i 6–7 °C. Le acque superficiali, più calde, consentono di fare evaporare sostanze come ammoniaca e fluoro; i vapori ad alta pressione, così prodotti, possono consentire di mettere in moto una turbina e un generatore di elettricità. Questi vapori tornano poi allo stato liquido, una volta raffreddati, in un condensatore, dall'acqua aspirata dal fondo dell'oceano.

Una differenza di 20 °C basta a garantire la produzione di una quantità di energia economicamente sfruttabile.

La tecnologia OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*), che sfrutta le differenze di temperatura tra strati superficiali e profondi del mare, è stata sviluppata negli anni '70 (la prima centrale è nata infatti nel 1996 al largo delle isole Hawaii) e poi abbandonata. Ulti-

mamente si sta tentando di riprenderla con sistemi più efficaci, che sono ora ad un livello avanzato di ricerca e sviluppo (R&D). Attualmente essa ha una potenza di 50 kW ma si pensa di poter giungere alla soglia dei 2 MW, anche se ciò comporta costi molto alti.

In figura 15 si possono osservare le zone, dal giallo al rosso, idonee per lo sfruttamento del gradiente termico per produrre energia elettrica.

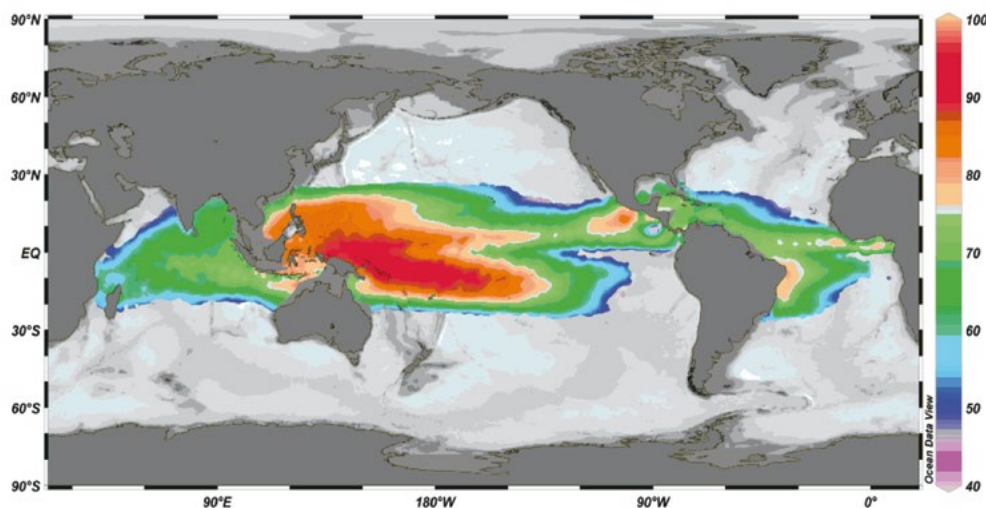


Fig. 15. – Stima della densità di potenza (kW/km^2) per una capacità globale di 7 TW (fonte: OTEC). Le zone idonee per lo sfruttamento del gradiente termico vanno dal giallo al rosso.

1.7.5 Energia da osmosi

L'energia da osmosi, detta anche da gradiente salino, è l'energia ottenuta dalla differenza nella concentrazione di sale fra l'acqua di mare e l'acqua dolce. Quando un fiume si versa in mare e l'acqua dolce si mescola con acqua salata vengono liberate enormi quantità di energia. Ciò non è intuitivo ma basti pensare che per ottenere acqua dolce dall'acqua salata serve energia, per contro quando l'acqua dolce viene salata si libera energia. Il fenomeno non riguarda alcuna reazione chimica, né coinvolge il rilascio di energia termica o alcuna altra forma di energia, ma solo la perdita di ordine: gli ioni del sale, inizialmente limitati nel loro movimento alla sola acqua del mare, possono muoversi anche nell'acqua che inizialmente era dolce, rendendo uniforme la concentrazione di ioni nell'acqua. La conseguente perdita di ordine si esprime, in termini termodinamici, come aumento di entropia, o diminuzione di energia libera.

L'energia libera che si dissipa quando un litro di acqua dolce si disperde nel mare ammonta a circa 2,4 kJ per la salinità tipica del Mediterraneo. È molto meno dell'energia posseduta da un litro di benzina, ma in assoluto è una grande quantità di energia: basta pensare che corrisponde all'energia rilasciata dalla caduta di 1 litro di acqua da una altezza di circa 244 m. Quando poi la quantità d'acqua dolce è elevata, l'energia libera in gioco arriva

ad essere enorme. Ad esempio, il Po riversa mediamente $1540 \text{ m}^3/\text{s}$ di acqua dolce nel mare, dissipando pertanto una potenza di circa 3,7 GW. Questa energia viene semplicemente persa quando avviene la miscelazione, e pertanto sfugge alla normale osservazione.

La più semplice prova concettuale che l'energia libera contenuta nella differenza di concentrazione possa essere estratta e convertita in lavoro meccanico viene dall'osmosi. In un tipico esperimento didattico per la dimostrazione dell'osmosi, si utilizza un tubo, mantenuto verticale, riempito con una soluzione acquosa concentrata, ad esempio di zucchero. L'estremità inferiore del tubo è svasata, e chiusa da una membrana semipermeabile. L'estremità con la membrana viene quindi immersa in acqua distillata, contenuta in un recipiente di dimensioni maggiori. Con il passare delle ore il livello del liquido nel tubo sale, a causa di un afflusso di acqua dal recipiente esterno, attraverso la membrana, verso la soluzione più concentrata. Questo esperimento mostra che effettivamente la differenza di concentrazione è in grado di compiere lavoro meccanico, che in questo caso consiste nell'innalzare un volume di acqua. La pressione presente all'interno del tubo, necessaria ad innalzare la colonna d'acqua, è detta pressione osmotica, e può essere pensata come la pressione esercitata dalle molecole del soluto sulla membrana; quantitativamente, a bassa concentrazione, la pressione osmotica è uguale alla pressione di un gas perfetto con lo stesso numero di molecole per unità di volume del soluto.

La tecnica di sfruttamento della differente salinità per la produzione di energia funzionante secondo il principio dell'osmosi è schematizzata nella figura 16. La membrana semipermeabile divide i due comparti, nei quali circola rispettivamente l'acqua dolce proveniente dal fiume e l'acqua salata proveniente dal mare. Nel comparto contenente l'acqua salata si ha per osmosi un innalzamento del livello dell'acqua che crea un salto sfruttabile con tecnologie idroelettriche tradizionali.

Attualmente questi studi risultano allo stadio meno avanzato nel settore dell'energia dal mare.

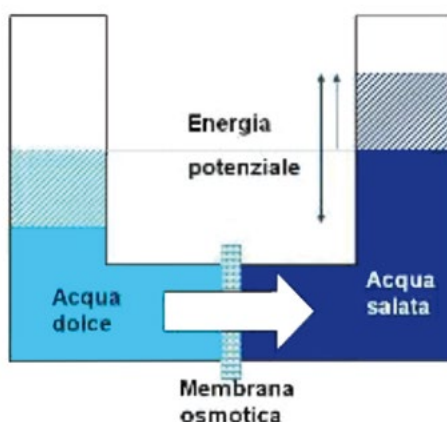


Fig. 16. - L'acqua dolce è separata dall'acqua salata da una membrana semipermeabile: si ha per osmosi un innalzamento dell'acqua salata che crea un salto sfruttabile con tecnologie idroelettriche tradizionali.

APPROFONDIMENTO: Ocean Energy Systems

OES (*Ocean Energy Systems*) è la denominazione abbreviata dell'iniziativa tecnologica internazionale per l'energia marina nota come *Implementing Agreement on Ocean Energy Systems* (Accordo di attuazione per i sistemi energetici marini), redatto dall'*International Energy Agency* (IEA - Agenzia Internazionale per l'Energia, con sede a Parigi).

L'iniziativa, partita nel 2001, coinvolge 20 nazioni (in ordine di partecipazione: Portogallo, Danimarca, Regno Unito, Giappone, Irlanda, Canada, USA, Belgio, Germania, Norvegia, Messico, Spagna, Italia, Nuova Zelanda, Svezia, Australia, Sud Africa, Repubblica della Corea, Cina e Nigeria).

L'OES offre un quadro di cooperazione tecnologica a tutte le parti interessate a svolgere attività di ricerca, sviluppo e diffusione delle tecnologie energetiche. L'attività dell'OES riguarda tutte le forme di produzione di energia che sfruttano le proprietà fisiche e chimiche dei mari o degli oceani (moto ondoso, correnti, maree, gradienti termici e di salinità).

La figura 17 mostra le installazioni mondiali al 2011 per lo sfruttamento con diverse tecnologie dell'energia marina. Attualmente la Corea è il primo Paese per potenza installata da maree (254 MW), seguita da Canada (20 MW) e Cina (3,9 MW). Il Regno Unito è il primo Paese per potenza da corrente di marea (4,8 MW installati e 1,7 MW in installazione) e da moto ondoso (2 MW installati e 2,4 MW in installazione).

INSTALLAZIONI MONDIALI PER LO SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA MARINA

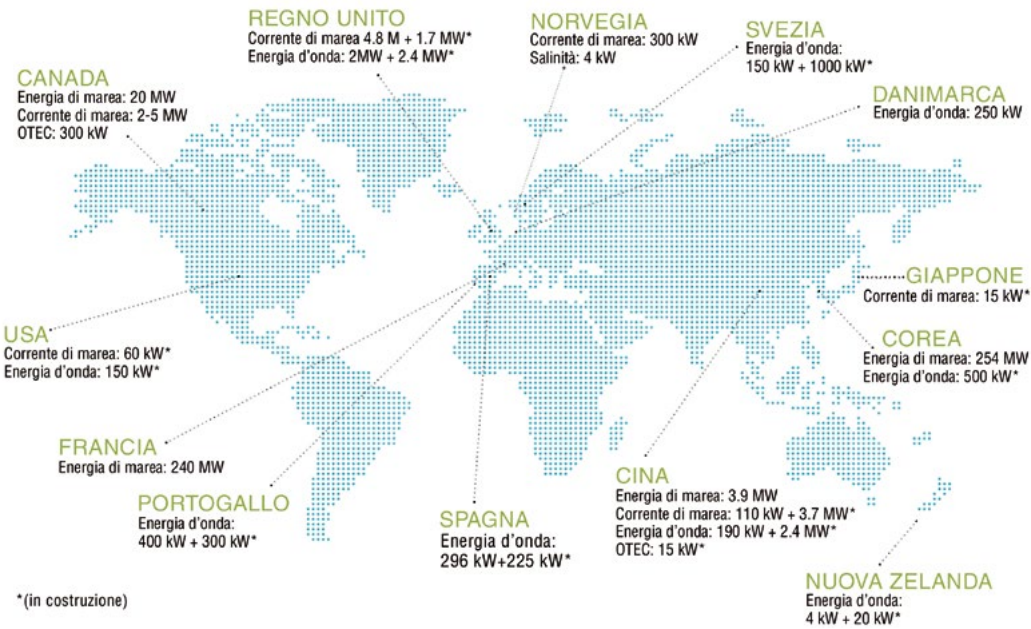


Fig. 17. – Installazioni mondiali al 2011 per lo sfruttamento con diverse tecnologie dell'energia marina.

Nella visione dell'OES, l'energia marina è una fonte rinnovabile di tutto rispetto e di importanza critica, che può dare un contributo importante alla crescita economica. Nel mondo esistono potenzialità per sviluppare, entro il 2050, 337 GW di potenza estraibile dal moto ondoso e dalle maree e probabilmente una quantità equivalente di energia termica. Il tasso di crescita dell'energia dal moto ondoso e dalle maree, che consentirebbe di arrivare ad un totale di 337 GW di potenza installata fra il 2030 ed il 2050, è paragonabile a quello registrato per l'eolico *offshore* negli ultimi 20 anni.

2. TERRA

2.1 Introduzione

L'espressione "energia geotermica" è generalmente impiegata per indicare quella parte dell'energia che può essere estratta dalle sorgenti geotermiche che si trovano nel sottosuolo e che viene sfruttata dall'uomo per produrre elettricità, o per riscaldare/condizionare ambienti, o per cure idrotermali. Si tratta di energia termica rilasciata principalmente in processi di decadimento nucleare naturale di isotopi radioattivi presenti all'interno della Terra, essenzialmente torio (^{232}Th), uranio (^{238}U e ^{235}U) e potassio (^{40}K), che hanno lunghe vite medie.

La Terra ha una struttura interna a strati. Come mostrato schematicamente in figura 18, una sottile "crosta" (spessore medio di qualche decina di chilometri) ricopre uno spesso "mantello" (spessore medio 2900 km), il quale a sua volta avvolge un grosso "nucleo", distinto in "interno" e "esterno", che ha un raggio complessivo di oltre 3470 km.

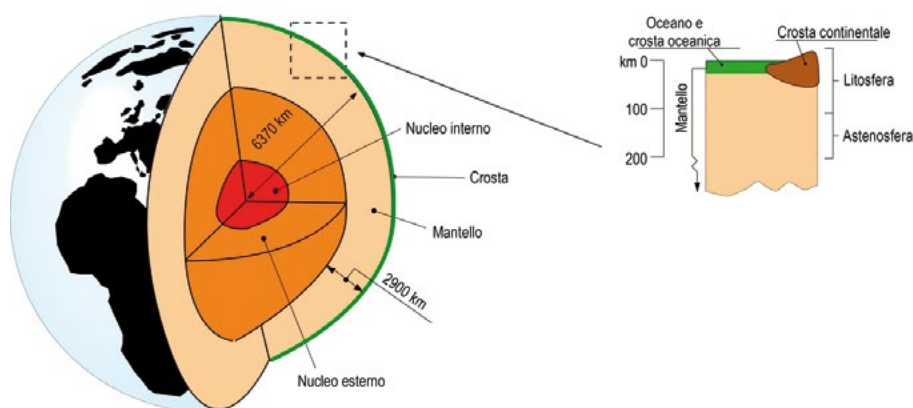


Fig. 18. – Schema della struttura interna a strati della Terra. Dopo il nucleo interno (che ha un raggio di circa 1200 km), si trovano il nucleo esterno (che ha spessore di circa 2270 km), il mantello (con spessore di circa 2900 km) e la crosta, con spessore di qualche decina di chilometri.

Numerosi fatti che rientrano nell'esperienza comune, come l'attività dei vulcani, la fuoriuscita di gas e fluidi caldi e l'aumento di temperatura che si sperimenta scendendo in una miniera, ci dicono che l'interno della Terra è caldo, tanto più quanto più si scende in profondità.

Il nucleo della Terra, a circa 6400 km di profondità, ha una temperatura di circa 5500 °C.

L'energia termica del nucleo si diffonde verso la superficie attraverso le rocce del mantello che subiscono temperature tali da determinarne la fusione parziale. Il nostro pianeta è quindi avvolto da uno strato profondo di mantello fuso ("astenosfera") sul quale galleggiano le parti solide più superficiali e più fredde dello stesso mantello e della crosta ("litosfera"). L'astenosfera è sede di movimenti convettivi che rappresentano il motore di tutti i processi geodinamici della Terra, il principale dei quali è la cosiddetta tettonica delle placche litosferiche, causa dell'origine delle fosse oceaniche, delle catene montuose, dei terremoti e dei vulcani.

La differenza di temperatura tra le zone profonde, più calde, e quelle superficiali, più fredde, dà origine ad un flusso di energia termica dall'interno verso l'esterno della Terra, tendente a stabilire condizioni di uniformità di temperatura, condizioni che non saranno mai raggiunte.

Il flusso di energia termica che, dal nucleo e dal mantello, si trasferisce alla superficie della Terra (cioè la quantità di energia termica emessa nell'unità di tempo per ogni unità di superficie) è molto piccolo: in media 0,065 W/m² nelle aree continentali e 0,101 W/m² nelle aree oceaniche, con una media ponderale globale di 0,087 W/m² ⁽⁴⁾. Per confronto il flusso medio di energia solare a livello del suolo è di circa 262 W/m²; ossia circa 3000 volte più grande (vedi Esempio 15). Tuttavia, dal punto di vista energetico, il flusso geotermico è il più importante tra i fenomeni terrestri, poiché la quantità di energia che viene liberata per tale via in un anno è 50 volte maggiore dell'energia liberata da tutti i terremoti e da tutte le eruzioni vulcaniche nello stesso periodo di tempo. Inoltre questo piccolo flusso di energia ha provocato accumuli di grandi quantità di energia termica in varie località nel corso dei secoli. Questa sorgente di energia geotermica può essere importante soprattutto nelle regioni vulcaniche.

APPROFONDIMENTO: La struttura interna della Terra

Come mostrato in figura 18, la Terra ha una struttura interna a strati concentrici: muovendoci dall'interno verso la superficie si trovano il "nucleo interno", il "nucleo esterno", il "mantello" e la "crosta".

La crosta, che è lo strato più superficiale del nostro pianeta, è costituita da placche tettoniche che sono in costante movimento. Il suo spessore varia da una media di 35 km sotto i continenti, ma con massimi di 60–70 km in corrispondenza delle grandi catene montuose, a una media di 6 km sotto i fondi oceanici.

La crosta ricopre uno spesso mantello (distinto in "inferiore" e "superiore"), che arriva fino a 2900 km di profondità. Il mantello è costituito principalmente da rocce semifuse,

⁽⁴⁾ Fonte: H.N. Pollack, S.J. Hurter e J.R. Johnson, "Heat flow from the Earth's interior: analysis of the global data set". *Reviews of Geophysics*, vol. 31, pag. 267, 1993.

composte di silicati di ferro e magnesio, e presenta in talune zone dei movimenti e dei flussi di rocce fuse che creano delle correnti interne.

Il mantello, a sua volta, avvolge un grosso nucleo (distinto in “interno” e “esterno”), che ha un raggio complessivo di oltre 3470 km. Il nucleo interno, che si trova al centro della Terra, ha un raggio di 1200 km ed è fondamentalmente solido e costituito da ferro e nickel. È la porzione più calda del nostro pianeta (circa 5500 °C). L'energia termica che possiede è quella che provoca i movimenti negli strati superiori. Il nucleo esterno, di spessore fino a 2270 km, è uno strato liquido che circonda il nucleo interno, di composizione simile allo strato sottostante.

Le proprietà fisiche e chimiche di crosta, mantello e nucleo variano andando dalla superficie verso l'interno della Terra perché il gradiente geotermico influenza le proprietà fisiche delle rocce, diminuendo la loro rigidità e viscosità. Pertanto la Terra è anche suddivisa in “litosfera”, “astenosfera” e “mesosfera” in base allo stato fisico in cui i materiali si trovano.

La litosfera, che ha uno spessore che va da meno di 80 km nelle aree oceaniche a più di 200 km in quelle continentali, è lo strato rigido più esterno della Terra: include la crosta e la parte più esterna del mantello. Ha temperature più basse di circa 1220 °C ed è suddivisa in un mosaico di grossi blocchi o zolle che si muovono costantemente sulla superficie del pianeta. Gran parte del vulcanismo e della sismicità della Terra avvengono ai margini delle zolle, i cui movimenti relativi hanno causato la deriva dei continenti, la formazione di bacini oceanici e l'elevarsi delle catene montuose.

Sotto la litosfera si estende l'astenosfera, formata dalla parte alta del mantello, in cui le rocce si trovano allo stato prevalentemente fuso. È chiamata così perché in questo strato le onde sismiche subiscono forti rallentamenti a causa della densità della materia, quasi “plastica”. Le differenze tra litosfera e astenosfera sono quindi principalmente legate allo stato fisico più che alla composizione chimica. Il mantello al disotto della litosfera è soggetto a lenti movimenti convettivi che trasportano materia e energia termica. Processi di fusione, che avvengono per decompressione durante la risalita del mantello, generano magmi che poi raffreddandosi formano la crosta terrestre.

Sotto l'astenosfera si trova la mesosfera, che si estende fino al nucleo terrestre, dove la materia è organizzata in strutture cristalline e si presenta con notevole rigidità.

2.2 Il gradiente termico terrestre

Come detto nel paragrafo precedente, in ogni punto della Terra la temperatura cresce con la profondità, come conseguenza del flusso di energia termica dall'interno verso la superficie. Questo aumento della temperatura è detto “gradiente geotermico”. Il valore medio del gradiente geotermico è di circa 33 °C/km (ossia la temperatura in media cresce di 3,3 °C per ogni cento metri di profondità).

Vi sono però zone più fredde, dove questo valore è più basso, e zone più calde dove il gradiente geotermico cresce fortemente fino a valori anche 20 volte più elevati. Queste “zone calde” si sviluppano per lo più in corrispondenza di aree vulcaniche attive o recenti, ed anche in zone non vulcaniche (per esempio Larderello in Toscana), dove è avvenuta comunque una risalita recente di magma fuso, a temperature tra 800 °C e 1200 °C, fino a profondità di

pochi chilometri nella crosta.

Questi corpi magmatici producono una forte anomalia termica vicino alla superficie della Terra. L'energia termica è ceduta dal magma alle rocce sovrastanti e da queste all'acqua che circola al loro interno. Pozzi perforati dalla superficie fino alla profondità di acquiferi geotermici, in genere inferiori a 3 km, consentono di estrarre alla superficie un fluido caldo (vapore secco o miscela di vapore e acqua calda) che può essere convenientemente utilizzato per la generazione di energia elettrica. Solo in queste zone termicamente anomale, con alti valori di flusso e di gradiente geotermico, è economicamente conveniente generare elettricità da sorgenti geotermiche. Nelle zone più fredde della Terra, per trovare nel sottosuolo temperature sufficienti a generare vapore, occorre spingersi a profondità troppo elevate, di costo proibitivo e tecnologicamente difficoltose.

La figura 19 mostra la localizzazione sulla Terra delle regioni di forte anomalia geotermica e delle installazioni d'impianti di generazione di potenza. Come si vede, l'energia geotermica è molto più largamente distribuita di quanto siano le riserve di petrolio e gas.

Le aree geotermiche ad alta entalpia coprono circa il 10% delle terre emerse; esse sono distribuite lungo i margini di rottura delle placche litosferiche e lungo le aree di collisione delle stesse.

Ai bordi dell'Oceano Pacifico esistono sia la più alta concentrazione di vulcani recenti che i più importanti campi geotermici ad alta temperatura. All'interno delle placche, ben 116 punti caldi, tra cui quello della Toscana e dell'alto Lazio, producono energia geotermica; nelle zolle continentali i grandi bacini sedimentari hanno risorse geotermiche che hanno permesso di realizzare numerosi progetti di teleriscaldamento; in aree di fosse subsidenti, come, per esempio, la pianura Padana, si rinvenivano giacimenti geopressurizzati di acque calde, mentre nelle catene montuose, geotermicamente fredde, si possono rinvenire anche acque minerali calde che provengono da falde molto profonde.

L'utilizzazione diretta del calore è la forma di sfruttamento dell'energia geotermica più antica, più diversificata e versatile e più comune. Stazioni termali che usano acqua calda di origine geotermica sono in funzione in Europa, Medio Oriente, Sud-Est Asiatico, Nord e Sud America e Nuova Zelanda.

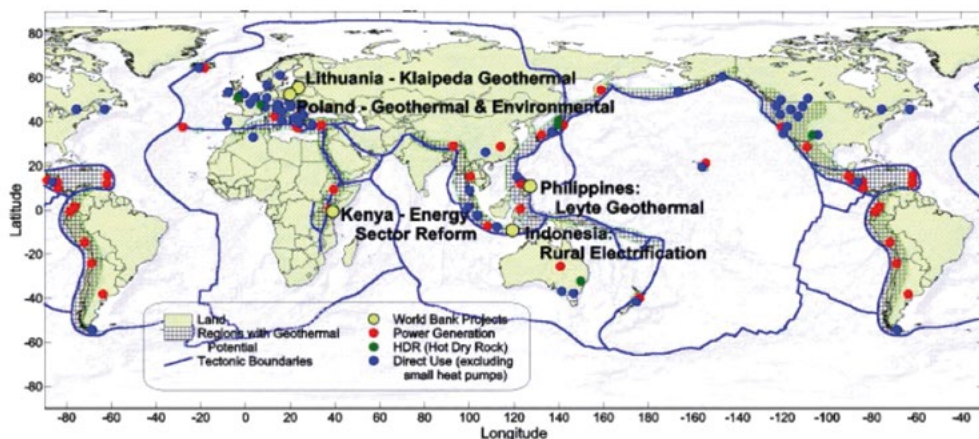


Fig. 19. – Localizzazione sulla Terra delle regioni di forte anomalia geotermica e delle installazioni d'impianti di generazione di potenza (fonte: *Power Tube, California, USA*).

2.3 I giacimenti geotermici

Un sistema geotermico può essere definito come un sistema acqueo convettivo che, in uno spazio confinato della parte superiore della crosta terrestre, trasporta energia termica da una sorgente calda, situata nel sottosuolo, alla superficie terrestre, dove l'energia stessa è dispersa o utilizzata⁽⁵⁾.

La figura 20 mostra una rappresentazione schematica e molto semplificata di un sistema geotermico. L'acqua piovana e dei fiumi si infiltra attraverso rocce permeabili della crosta o attraverso fessure raccogliendosi in pozzi di rocce porose. Questi pozzi possono trovarsi a molti chilometri di profondità. Qui l'acqua viene riscaldata dal magma sottostante senza però passare allo stato di vapore a causa delle elevate pressioni ivi esistente. L'acqua surriscaldata, meno densa dell'acqua circostante, risale per convezione verso l'alto lungo ogni possibile via finché, giunta in prossimità della superficie, per la diminuita pressione entra in ebollizione e prorompe con violenza all'esterno attraverso fori naturali o artificiali, come vapore, geyser o fumarole, svuotando il condotto.

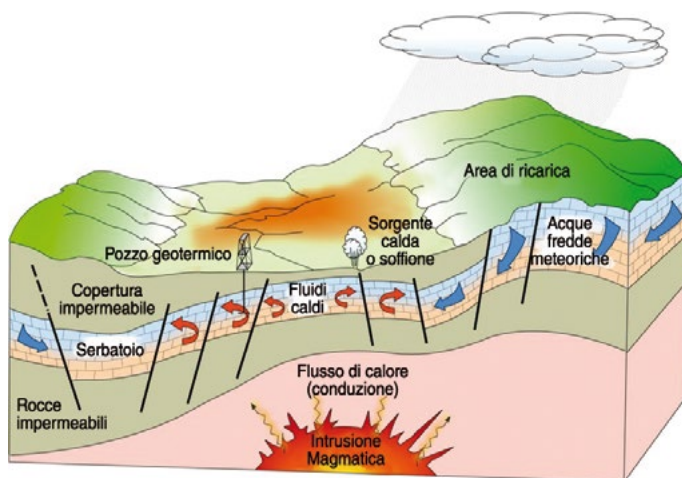


Fig. 20. – Rappresentazione schematica di un sistema geotermico.

In estrema sintesi, un sistema geotermico è, quindi, formato da tre elementi:

- La *sorgente di energia termica*, che può essere una intrusione magmatica a temperatura molto alta ($>600\text{ }^{\circ}\text{C}$), posizionata a profondità relativamente piccola (5–10 km), oppure, come in certi sistemi a bassa temperatura, il normale calore della Terra.
- il *serbatoio* costituito da un complesso di rocce calde permeabili nel quale l'acqua può circolare assorbendo energia termica. Il serbatoio generalmente è ricoperto da rocce impermeabili e connesso a zone di ricarica superficiali dalle quali le acque meteoriche possono sostituire, totalmente o parzialmente, quelle perdute attraverso vie naturali o che sono estratte mediante pozzi.

⁽⁵⁾ Questa definizione è ripresa da: M.P. Hochstein, "Classification and assessment of geothermal resources", in M.H. Dickson e M. Fanelli, *Geothermal Resources: A guide to development and utilization* (UNITAR, New York) 1990, pp. 31-37.

- Il *fluido geotermico*, che è il mezzo che trasporta l'energia termica. Nella maggioranza dei casi è acqua meteorica in fase liquida o vapore, in dipendenza dalla sua temperatura e pressione. Quest'acqua spesso trascina con se sostanze chimiche e gas, come CO_2 , H_2S ed altri.

Sistemi geotermici possono formarsi in regioni con gradiente geotermico normale o poco più alto e, soprattutto, nelle regioni prossime ai margini delle zolle crostali, dove il valore del gradiente geotermico può essere anche notevolmente superiore a quello medio. Nel primo caso, questi sistemi hanno temperature basse, di solito non più di 100°C a profondità economicamente utili, mentre nel secondo caso, si può avere una vasta gamma di temperature, da basse sino ad oltre 400°C .

I giacimenti di energia geotermica non sono tutti utilizzabili in quanto si trovano a profondità tali che è di fatto impossibile accedervi o comunque, economicamente parlando, non sarebbe conveniente farlo. Per estrarre e sfruttare l'energia geotermica è quindi necessario individuare quelle zone con anomalia termica positiva nelle quali è possibile accedere senza particolari problemi al giacimento geotermico.

Esempio 15: Calcolare l'energia totale che la Terra riceve dal Sole in un giorno sapendo che il flusso medio di radiazione solare all'esterno dell'atmosfera terrestre è $\Phi = 1368 \text{ W/m}^2$ e si faccia un confronto con il flusso geotermico. Si assuma che la Terra sia una sfera di raggio $R = 6,324 \cdot 10^6 \text{ m}$ e si trascuri l'assorbimento dell'atmosfera.

Soluzione: La radiazione solare E_S intercettata dalla Terra in 1 s è

$$E_S = \Phi \pi R^2 = 1368 \cdot 3,14 \cdot (6,324 \cdot 10^6)^2 = 1,71 \cdot 10^{17} \text{ W} \approx 1,71 \cdot 10^{17} \text{ J/s}.$$

Pertanto in 1 giorno, pari a 86400 s, la radiazione totale di energia ricevuta dalla Terra è

$$E_{S, \text{giornaliera}} = 86400 \cdot 1,71 \cdot 10^{17} \approx 14,77 \cdot 10^{21} \text{ J}.$$

Tenendo conto che la Terra è sferica (superficie della sfera = $4\pi R^2$), il valore di energia solare ricevuta per metro quadro di superficie terrestre è pari a $\frac{1}{4}$ di $E_{S, \text{giornaliera}} = 3,69 \cdot 10^{21} \text{ J}$.

Come detto a pag. 40, il flusso medio di energia in uscita dalla Terra è $0,087 \text{ W/m}^2$. Pertanto, sempre nell'ipotesi che la Terra sia una sfera, l'energia totale in uscita in un giorno, $E_{T, \text{giornaliera}}$, risulta pari a

$$E_{T, \text{giornaliera}} = 0,087 \cdot 4\pi R^2 \cdot 86400 = 3,77 \cdot 10^{17} \text{ J}.$$

È interessante osservare che E_T è meno di $1/1000$ del valore dell'energia solare che cade dallo spazio nello stesso tempo sulla Terra.

N.B.: Il valore del flusso medio di radiazione solare dopo l'attraversamento

dell'atmosfera si riduce a circa 1050 W/m^2 . Pertanto, tenendo conto che la Terra è sferica, il valore medio del flusso di energia solare per metro quadrato di superficie terrestre è di circa 262 W/m^2 .

Esempio 16: In linea di principio, in un qualsiasi punto della superficie terrestre è possibile trovare delle rocce alla temperatura desiderata purché si raggiunga un'adeguata profondità. Calcolare a che profondità occorre scendere per trovare rocce alla temperatura di 150°C .

Soluzione: Utilizzando il valore medio del gradiente geotermico (33°C/km) risulta che rocce alla temperatura di 150°C possono essere trovate a partire dalla profondità di $150/33 = 4,5 \text{ km}$.

Esempio 17: Una sorgente termale, in un'area esente da vulcanismo e da magmatismo, fornisce acqua alla temperatura di 25°C . Calcolare a quanti metri di profondità si trova la falda che alimenta la sorgente, tenendo conto che l'acqua durante la risalita si è raffreddata di $1/6$ rispetto alla temperatura che aveva raggiunto nella falda stessa.

Soluzione: In base ai dati del problema, l'acqua nella falda si trova a una temperatura più alta di un fattore di 6 rispetto alla superficie, ossia a 150°C . Pertanto, per quanto calcolato nell'esempio precedente, la falda si trova a circa $4,5 \text{ km}$ di profondità.

Esempio 18: Un giacimento geotermico fornisce un flusso di 20 l/s di acqua calda alla temperatura $T_a = 75^\circ\text{C}$. L'energia termica è usata per riscaldare un complesso edilizio alla temperatura $T = 40^\circ\text{C}$ per 170 giorni. Calcolare quanto gasolio si risparmia sapendo che il calore specifico del gasolio è $1000 \text{ tonnellate} = 10^{12} \text{ cal}$ e assumendo che la sua efficienza globale di combustione sia pari al 75%.

Soluzione: Ricordando che $1 \text{ ora} = 3600 \text{ s}$ e che in 1 giorno ci sono 24 ore, il volume di acqua utilizzato in 170 giorni è

$$V = 20 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 170 \approx 294 \cdot 10^6 \text{ l} = 294 \cdot 10^9 \text{ cm}^3.$$

Ricordando che l'acqua ha densità $\rho = 1 \text{ g/cm}^3$ e calore specifico $c = 1 \text{ cal/(g }^\circ\text{C)}$, la quantità di energia termica da questa scambiata risulta

$$Q = V\rho c (T_a - T) = 294 \cdot 10^9 \cdot 35 = 10,29 \cdot 10^{12} \text{ cal}.$$

Pertanto si risparmia una quantità di gasolio

$$M = 10,29 \cdot 10^{12} / (10^{12} \cdot 0,75) = 1372 \text{ tonnellate}.$$

2.4 Le centrali geotermiche

Rocce calde si trovano all'interno della Terra a profondità di 1–3 km, a volte accompagnate da acque calde e vapore acqueo a temperature di 200 °C o più. A queste temperature elevate può essere economicamente conveniente produrre elettricità con impianti geotermici. Al contrario, a temperature inferiori a 150 °C la bassa efficienza di conversione termoelettrica rende più conveniente l'uso degli impianti per il riscaldamento o per scopi idrotermali.

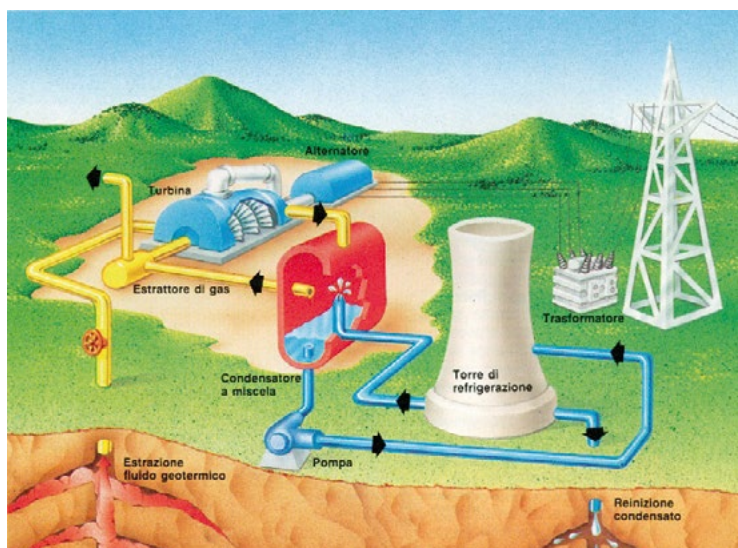


Fig. 21. – Schema di funzionamento di una centrale elettrica geotermica (fonte: digilander.libero.it).

Nella figura 21 è mostrato lo schema di funzionamento di una centrale elettrica geotermica. Il fluido (vapore o liquido) ad alta temperatura estratto dalla caldaia geotermica presente nel sottosuolo viene portato in superficie per mezzo di trivellazioni più o meno profonde, poi viene convogliato in tubazioni e inviato a una turbina, dove la sua energia viene trasformata in energia meccanica di rotazione. L'asse della turbina è collegato al rotore dell'alternatore che, ruotando, trasforma l'energia meccanica ricevuta in energia elettrica alternata che viene trasmessa al trasformatore. Il trasformatore innalza il valore della tensione al livello richiesto per l'immissione nella rete di distribuzione. Il vapore uscente dalla turbina viene riportato allo stato liquido in un condensatore, mentre i gas incondensabili, contenuti nel vapore, vengono dispersi nell'atmosfera. Una torre di raffreddamento consente di raffreddare l'acqua prodotta dalla condensazione del vapore e di fornire acqua fredda al condensatore. L'acqua condensata viene smaltita re-iniettandola nelle rocce profonde da cui il vapore è stato estratto.

Una centrale elettrica geotermica è quindi costituita sostanzialmente da due sezioni: quella “fuori terra” è del tutto analoga a una centrale termoelettrica convenzionale, dove il vapore estratto dalla “caldaia geotermica” è convertito in energia elettrica tramite un ciclo termodinamico vapore (tipo Rankine o Kalina), e la sezione per il “trattamento del vapore estratto dal sottosuolo e per l'estrazione dei gas incondensabili” (soprattutto CO_2).

I costi della sezione d'impianto fuori terra sono simili a quelli di una centrale termoelettrica di potenza analoga (se le temperature consentono l'impiego diretto del fluido geotermico) o leggermente superiori (se le temperature più basse impongono l'uso di sistemi binari in cui il vapore è generato in uno scambiatore di calore, che riceve il fluido del circuito geotermico, anziché in una caldaia), mentre le restanti apparecchiature (turbina, alternatore e condensatore) sono esattamente le stesse.

La parte costosa di una centrale geotermica è rappresentata dalle perforazioni realizzate per la ricerca del fluido sotterraneo. Tale costo dipende essenzialmente dalla profondità che deve essere raggiunta. In termini medi essi si aggirano sui 1-1,5 M€/km di perforazione⁽⁶⁾. Quindi tutta l'economicità di un impianto geotermico si gioca sugli anni di ammortamento dell'investimento per i pozzi che tuttavia possono rimanere in esercizio per decenni.

Per sfruttare al meglio un sistema geotermico è necessario garantirne la rinnovabilità dei liquidi che vengono sottratti al sistema per essere utilizzati; in alcuni casi tale alimentazione del pozzo geotermico è garantita dall'acqua piovana, mentre in altri casi (come mostrato nella figura 21) la ricarica del sistema è affidata alla cosiddetta re-iniezione.

Se il fluido che proviene dai giacimenti geotermici non raggiunge una temperatura particolarmente elevata è possibile utilizzare l'acqua calda per produrre energia termica anziché elettrica. Tipici usi di questo tipo sono la balneologia termale, il teleriscaldamento urbano e di ambienti, gli usi agricoli, l'acquacoltura e altri impieghi industriali, come la ben sviluppata tecnologia delle pompe di calore, che permette di sfruttare il calore geotermico partendo da temperature di pochi gradi centigradi.

APPROFONDIMENTO: Le pompe di calore

La pompa di calore è una macchina che produce energia termica utile per riscaldare ambienti, produrre acqua calda sanitaria e altro ancora utilizzando fonti di energia a bassa entalpia già disponibili in natura (nell'aria, nell'acqua, nel suolo).

Il principio di funzionamento delle pompe di calore è quello del circuito frigorifero nel quale l'energia termica sottratta da un ambiente a bassa temperatura (per esempio l'ambiente esterno ad una casa) viene trasferito ad un secondo ambiente che si trova ad una temperatura più alta (per esempio l'interno della casa stessa o nel serbatoio dell'acqua calda sanitaria).

La pompa di calore deve il suo nome al fatto di essere in grado di trasferire energia termica da una sorgente a bassa temperatura a un pozzo a temperatura più alta, così come una pompa idraulica solleva un fluido da una quota inferiore a una superiore. Tale processo è inverso rispetto a quello che avviene spontaneamente in natura ed è possibile solo fornendo energia alla macchina. Le pompe di calore sono alimentate con energia elettrica per consentire al ciclo frigorifero di compiersi, ma il loro assorbimento di elettricità è assai più basso dell'energia termica che riescono a generare, perché la maggior parte di quest'ultima viene "raccolta gratuitamente" dalla sorgente esterna.

Grazie al suo principio di funzionamento la pompa di calore è anche in grado di raffreddare

⁽⁶⁾ Fonte: J.W. Lund, D. H. Freeston, T. L. Boyd, "Direct application of geothermal energy: 2005 Worldwide review", *Geothermics*, Vol. 34, pp. 691-727, 2005.

dare gli ambienti. Infatti basta invertire il ciclo del refrigerante e il calore presente a più bassa temperatura all'interno di un ambiente da raffrescare viene trasferito a un secondo ambiente a temperatura più alta (per esempio all'esterno dell'abitazione in estate).

I sistemi a pompa di calore sono una valida alternativa ai tradizionali sistemi di riscaldamento a combustione. Essi costituiscono uno dei sistemi di climatizzazione a ciclo annuale attualmente più efficienti ed efficaci e sono in grado di contribuire al raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Unione Europea in materia di clima ed energia, consentendo risparmi dal 40% al 60% di energia primaria ed impiegando per il loro funzionamento circa il 75% di energia rinnovabile.

a) La tecnologia delle pompe di calore.

La tecnologia delle pompe di calore è nota e utilizzata fin dagli anni '70 del secolo scorso, ai tempi delle prime crisi petrolifere, e oggi è presente sul mercato con diverse soluzioni impiantistiche che la rendono adatta e di facile applicazione per tutte le esigenze.

Essa comprende una sorgente di energia termica esterna (aria, acqua, suolo), una "unità pompa di calore" e il sistema di distribuzione di energia termica a temperatura più alta alle varie zone dell'edificio. Come detto, il principio di funzionamento è quello del circuito frigorifero: un fluido trasporta l'energia termica da una sorgente a bassa temperatura ad un'area di più elevata temperatura. In modalità "riscaldamento", la fonte di energia termica è al di fuori dell'edificio (calore ambientale); in modalità "raffrescamento" il ciclo viene invertito ed assomiglia al ciclo di un normale frigorifero.

Le pompe di calore maggiormente diffuse sono quelle alimentate elettricamente.

Una pompa di calore elettrica a compressione è costituita da un circuito chiuso percorso da un fluido frigorigeno che, in funzione delle condizioni di temperatura e di pressione in cui si trova, assume lo stato di liquido o di vapore. Il circuito chiuso è costituito da un compressore, un condensatore, una valvola di espansione e un evaporatore. Questi componenti possono essere raggruppati in un unico blocco o divisi in due parti (sistemi split) collegate da tubazioni nelle quali circola il fluido frigorigeno.

Il fluido frigorigeno, durante il funzionamento, subisce le seguenti trasformazioni:

- Compressione: il fluido frigorigeno allo stato gassoso e a bassa pressione, proveniente dall'evaporatore, viene portato ad alta pressione; nella compressione si riscalda assorbendo una determinata quantità di energia termica.
- Condensazione: il fluido frigorigeno, proveniente dal compressore, passa dallo stato gassoso a quello liquido cedendo energia termica all'esterno.
- Espansione: passando attraverso la valvola di espansione il fluido frigorigeno liquido si trasforma parzialmente in vapore e si raffredda.
- Evaporazione: il fluido frigorigeno assorbe energia termica dall'esterno ed evapora completamente.

L'insieme di queste trasformazioni, mostrato schematicamente nella figura 22, costituisce il ciclo di funzionamento della pompa di calore elettrica a compressione.

Come già accennato, il vantaggio nell'uso della pompa di calore deriva dalla sua capacità di fornire più energia (energia termica) di quella elettrica impiegata per il suo funzionamento in quanto la maggior parte dell'energia termica fornita viene estratta "gratuitamente" dall'ambiente esterno.

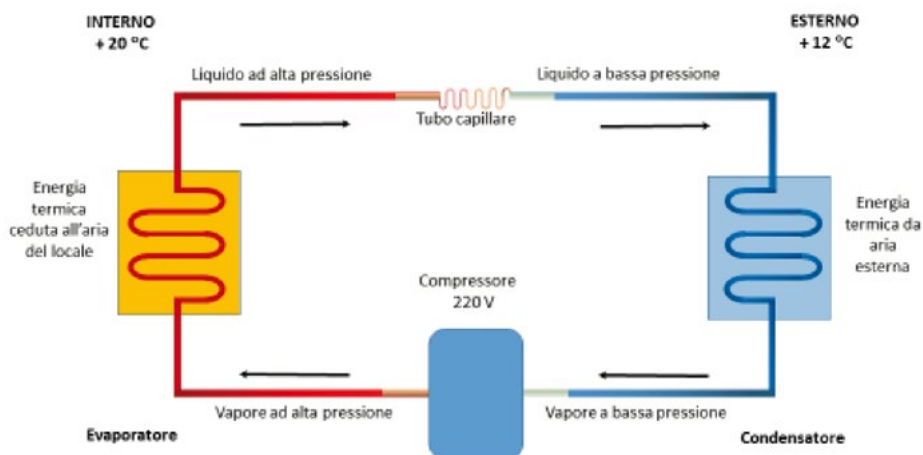


Fig. 22. – Ciclo di funzionamento di una pompa di calore a compressione.

L'efficienza di una pompa di calore è misurata dal coefficiente di prestazione COP (*Coefficient of Performance*), che è il rapporto tra l'energia fornita (energia termica ceduta al mezzo da riscaldare) e l'energia elettrica consumata. Il COP varia a seconda del tipo di pompa di calore e delle condizioni di funzionamento ed è tanto maggiore quanto minore è il salto termico tra la sorgente e l'ambiente a cui l'energia termica viene ceduta.

Oltre a quelle elettriche, sono disponibili anche pompe di calore a compressione azionate da motore endotermico. Essendo anch'esse dotate di un compressore, queste pompe di calore hanno un ciclo termodinamico simile a quello delle convenzionali pompe di calore elettriche. Il compressore però, invece di essere alimentato dall'energia elettrica, viene azionato direttamente dall'energia meccanica prodotta da un motore a gas.

Una diversa tipologia di pompe di calore è quella ad assorbimento, dove l'aumento di pressione all'interno del ciclo è ottenuto non per azione meccanica ma per azione termica: un generatore a gas scalda la soluzione refrigerante/assorbente, innescando così il ciclo. In luogo della fase di compressione si introducono quindi le fasi di generazione e assorbimento. La particolarità del ciclo utilizzato nelle macchine ad assorbimento è quella di poter contare su di uno sviluppo di energia termica all'interno del ciclo stesso grazie alla reazione d'assorbimento tra il refrigerante (ammoniaca) e l'assorbente (acqua). Questa caratteristica consente di ridurre il fabbisogno energetico della macchina, contenendo i consumi di combustibile e rendendo l'efficienza della macchina poco influenzabile dalla temperatura della fonte rinnovabile d'energia (aria, acqua o terreno): questo fa sì che le pompe di calore ad assorbimento possano essere utilizzate per il riscaldamento domestico anche in climi estremamente rigidi.

b) Tipologie di sorgenti disponibili.

Esistono quattro tipologie fondamentali di pompe di calore (aria-aria, aria-acqua, acqua-aria, acqua-acqua), che derivano dalla combinazione dei due fluidi che scambiano energia termica con il refrigerante, aria o acqua, verso la sorgente esterna (primo termine) e verso quella interna dell'edificio (secondo termine).

Verso l'interno la pompa di calore può riscaldare – o raffreddare, se reversibile – direttamente l'aria degli ambienti oppure può farlo attraverso un fluido intermedio, normalmente acqua, che trasporta energia termica nei vari ambienti, dove un ulteriore scambiatore di calore (ventilconvettori, sistemi radianti ecc.) lo trasferisce all'aria.

Verso l'esterno la pompa di calore può scambiare energia termica direttamente con l'aria oppure attraverso un fluido intermedio, acqua o acqua glicolata, che a sua volta la scambierà con la sorgente esterna: acqua superficiale o di falda, terreno o rocce con sonde verticali od orizzontali (geotermia a bassa entalpia).

Concentreremo qui la nostra descrizione sui sistemi più propriamente geotermici ed alcune tipologie di scambiatori.

– Acque di falda.

Hanno il vantaggio di avere temperatura costante e sufficientemente elevata (a Milano, ad esempio, l'impianto del nuovo Palazzo della Regione è alimentato con acqua a 16 °C, pressoché costante tutto l'anno). La loro efficienza, nel caso acqua-acqua (dove non esistono le perdite di carico dovute alle valvole di inversione) è quindi elevata, raggiungendo COP oltre 4,5. I problemi per questa soluzione consistono nel fatto che non dappertutto sono disponibili falde acquifere e, dove lo sono, non dappertutto c'è il permesso di emungerle (in molte regioni l'acqua è un bene prezioso). Inoltre è necessario rispettare i regolamenti locali o regionali per disporre delle acque di falda anche se la reimmissione a valle in falda ha un trascurabile impatto ambientale perché il terreno è in grado di disperdere facilmente l'energia termica.

– Pompe di calore che sfruttano il calore del suolo.

Questo tipo di pompe di calore sta oggi avendo notevole sviluppo. Esso sfrutta l'energia termica del suolo o delle rocce (energia geotermica a bassa entalpia) utilizzando collettori di scambio termico orizzontali o verticali, immersi nel terreno, nei circuiti dei quali circola acqua addizionata di glicole etilenico per evitare eventuale rottura per gelo delle tubazioni dei circuiti. La circolazione dell'acqua avviene in circuito chiuso con lo scambiatore "esterno" della pompa di calore. Il grande vantaggio di queste pompe di calore è la temperatura del suolo che è molto più costante di quella dell'aria; bisogna fare solo attenzione al bilanciamento dell'utilizzo invernale ed estivo per evitare degradazioni del suolo.

I collettori orizzontali (figura 23 (a)) sono serpentine con circolazione forzata di acqua glicolata, interrate orizzontalmente a profondità non eccessiva, che scambiano col terreno circostante l'energia termica da portare alla pompa di calore. Più lo scavo è profondo, meno la temperatura ambiente risente della variazione di temperatura dell'aria esterna, ma per contro è più costoso. In totale i costi non sono indifferenti se oltre allo scavo si considera il costo del terreno utilizzato. Inoltre nel corso della stagione di funzionamento ci può essere una certa variazione della temperatura del terreno circostante.

Per i collettori verticali (figura 23 (b)) sono necessari uno o più pozzi per poter scambiare energia termica con gli strati profondi del terreno/roccia sottostante. I costi non sono indifferenti, i vantaggi consistono nel fatto che più si va in profondità, più la temperatura sale e diventa indifferente alle variazioni climatiche.

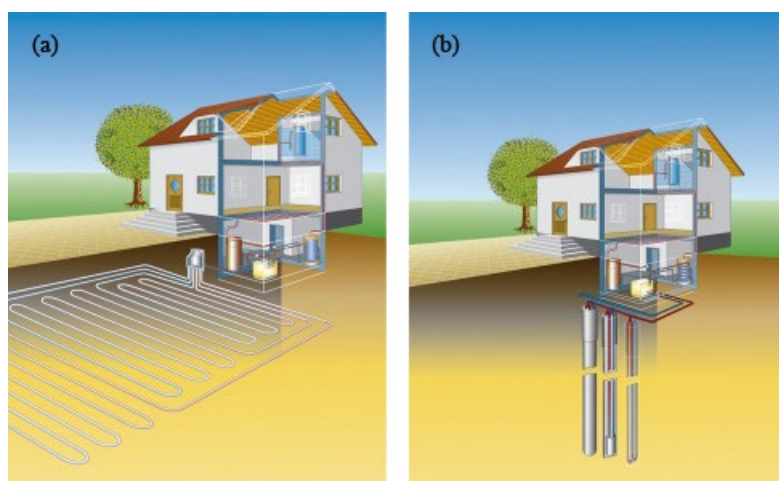


Fig. 23. – Schema di impianti di pompe di calore con collettori orizzontali (a) e verticali (b).

Da notare che con particolari terminali, queste soluzioni possono raffreddare gratuitamente nella stagione estiva.

Lo sfruttamento della geotermia di bassa entalpia tramite le pompe di calore è una risorsa disponibile praticamente ovunque; è utilizzabile senza alcun rischio e senza alcun impatto ambientale grazie al ricorso a tecnologie note e consolidate e pertanto già oggi disponibili per la realizzazione d'impianti che potrebbero essere diffusi su tutto il territorio nazionale. L'investimento iniziale si ripaga in pochi anni e questo impiego è quindi anche economicamente conveniente.

2.5 Vantaggi e svantaggi dell'energia geotermica

L'energia geotermica rientra fra le diverse forme di energia rinnovabile, anche se, in alcuni particolari casi, la rigenerazione dei giacimenti geotermici richiede tempi non brevi e l'uso prolungato può esaurire un determinato giacimento; in quest'ultimo caso si dovrebbe, più propriamente, parlare di risorse energetiche limitate.

L'uso di energia geotermica per la produzione di energia elettrica comporta una minore necessità di ricorrere a fonti inquinanti, come quelle di origine fossile, e alla loro importazione dall'estero.

Altri vantaggi sono relativi agli impianti geotermici a bassa entalpia che hanno costi di manutenzione decisamente inferiori (fino anche del 50%) rispetto ad altre forme di riscaldamento; buona parte di tali risparmi sono dovuti all'assenza di processi di combustione e di canne fumarie. Si deve anche tenere conto che con un unico tipo di impianto si può sia riscaldare che raffreddare l'ambiente; ciò consente di limitare i costi relativi ai tradizionali impianti di condizionamento.

Tra gli svantaggi principali si deve registrare il fatto che dagli impianti geotermici si

ha la fuoriuscita, oltre che dei vapori, di odori decisamente sgradevoli (il tipico odore di uova marce dovuto alla presenza di idrogeno solforato). Altri svantaggi riguardano l'aspetto paesaggistico-naturalistico (le centrali si presentano come un groviglio di tubature anti-estetiche), l'inquinamento acustico (soprattutto durante le perforazioni dei pozzi), l'inquinamento chimico (immissione di gas come CO_2 e H_2S) e quello termico (aumento della temperatura dei corsi d'acqua in seguito alla dispersione dei reflui in superficie), la micro-sismicità (causata talvolta dalla re-iniezione dei fluidi nel sottosuolo) e la subsidenza (causata dallo sfruttamento più o meno intenso di un campo geotermico). Per questi motivi le aree geotermiche sono sottoposte a verifiche ambientali annuali.

APPROFONDIMENTO: I sistemi geotermici a rocce calde secche o umide

Un campo geotermico naturale richiede un volume consistente di rocce calde fratturate permeabili (il serbatoio) dove acque d'infiltrazione meteorica circolano e si riscaldano rimanendo pressurizzate sotto una copertura di rocce impermeabili.

I pozzi geotermici di esplorazione incontrano però spesso in profondità rocce calde impermeabili, senza fluidi e quindi secche, il cui calore non è estraibile e utilizzabile a fini energetici a meno di non farvi circolare acqua immessa dalla superficie in un circuito idraulico creato artificialmente, fratturando adeguatamente le rocce calde.

Questo è il concetto da cui nascono i progetti Rocce-Calde-Secche (o HDR dall'inglese *Hot dry rocks*). Come mostrato schematicamente nella figura 24, la tecnologia HDR consiste nella realizzazione di almeno un condotto di mandata (che invia il fluido freddo verso le rocce calde) e di almeno uno di ritorno (che raccoglie il fluido caldo).

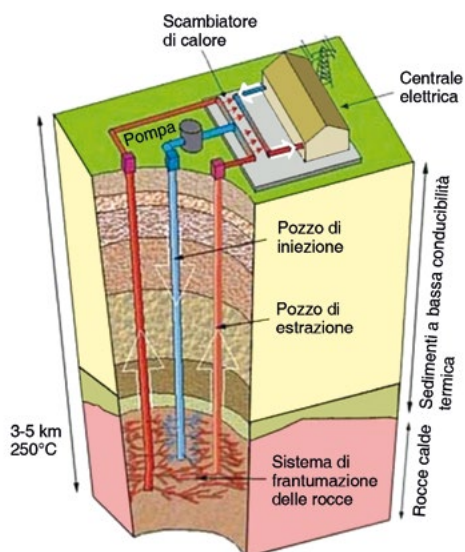


Fig. 24. – Rappresentazione schematica di un impianto geotermico a rocce calde secche.

A causa della bassa conducibilità delle rocce, per ricavare energia con una velocità di produzione economicamente interessante, è necessario realizzare un'elevata superficie di scambio termico tramite un'adeguata frantumazione dello strato roccioso contenuto tra le perforazioni di mandata e di risalita, realizzate con differenti metodi, quali l'impiego di esplosivi o di fluidi in pressione o di calore. Il controllo delle fessure originate dalla frantumazione della roccia non è tale da garantire un ben definito percorso al fluido vettore termico, che in questo caso è sempre costituito da acqua sotto pressione, tra le perforazioni di mandata e di ritorno. Inoltre tale cammino non è stabile nel tempo a conseguenza della mobilità dei detriti di roccia trascinati dal moto del fluido che a lungo andare possono provocare l'occlusione del circuito idraulico precedentemente stabilito. Quindi lo sfruttamento degli impianti di rocce calde secche con questa tecnologia è soggetto a rendimenti fortemente variabili che possono pregiudicare l'economia del processo stesso.

Infine il vapore ottenuto risulta, come quello proveniente dai giacimenti idrotermali, fortemente contaminato e, quindi, deve essere opportunamente trattato sia prima di essere inviato in turbina che prima di essere rimesso nel circuito successivo alla sua condensazione. Non ultimo si presenta il problema delle percolazioni del fluido, che portano alla sua perdita in strati profondi, senza possibilità di recupero. Questo inconveniente costituisce un notevole problema per le zone ove l'acqua è una risorsa pregiata.

Tutti questi fattori concorrono a determinare una pressione di risalita del fluido modesta (alcune atmosfere), così da limitare i rendimenti termodinamici. Pertanto le soluzioni basate sulla tecnologia HDR non si prestano alla realizzazione di impianti di grossa potenza (le potenze di questi impianti attualmente in funzione sono < 5 MW). Inoltre le modeste durate temporali di sfruttamento degli impianti sono tali da non permettere un loro adeguato ammortamento.

Il primo progetto HDR risale agli anni '70 quando il *Los Alamos National Laboratory* degli USA dimostrò la fattibilità tecnica dell'estrazione di calore da rocce calde secche fratturate artificialmente, con una temperatura intorno a $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 3500 m di profondità. In Europa il progetto HDR più avanzato è quello di *Soultz-sous Forêts* in Alsazia, finanziato dalla Commissione Europea. La temperatura è di $165\text{ }^{\circ}\text{C}$ e di $200\text{ }^{\circ}\text{C}$, rispettivamente a 3900 m e a 5000 m di profondità.

Entrambi questi progetti avevano come obiettivo rocce calde secche di tipo intrusivo (genericamente graniti) perché si riteneva che l'isotropia delle loro proprietà fisiche rendesse più facile generare fratture artificiali di direzione controllata. In realtà l'esperienza ha mostrato che il campo di stress locale e la presenza di paleofratture, anche se sigillate, ha grande importanza nel controllare direzione ed estensione delle fratture prodotte artificialmente. È così nata anche l'idea di sviluppare progetti che sfruttano "rocce calde umide" (o HWR dall'inglese *Hot Wet Rocks*), dove esiste già una certa fratturazione naturale, anche se la permeabilità complessiva non è sufficiente per lo sviluppo di un serbatoio geotermico naturale di produttività adeguata. In Giappone vi sono idee progettuali HWR ma ancora nessun piano industriale.

Il limite principale dei progetti HDR del *Los Alamos National Laboratory* e di *Soultz-sous Forêts* è la relativamente bassa anomalia geotermica dei siti esplorati, tanto che occorre scendere a profondità molto elevate ($3500\text{--}5000\text{ m}$) per trovare temperature di soli $200\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ne consegue un rendimento entalpico relativamente modesto del fluido estratto e costi

elevatissimi delle perforazioni. In Italia vi sono zone con HDR molto più promettenti. Ad esempio, volendo riferirsi a rocce “intrusive” calde, vi sono risorse accertate:

- nell’isola di Vulcano, in provincia di Messina, dove in un pozzo sono state trovate rocce intrusive secche a partire da 1360 m di profondità, con una temperatura di 400 °C a 3000 m di profondità;
- a Caldera di Latera, in provincia di Viterbo, dove sono stati perforati vari pozzi in cui sono state trovate rocce intrusive calde e secche con temperatura di 300 °C a 2500 m di profondità.

Se si considerano invece zone tipo HWR, in Italia vi è l’imbarazzo della scelta. Infatti praticamente tutto il Lazio settentrionale fino alla Toscana è sede di una vistosa anomalia termica, ma la permeabilità delle rocce del potenziale serbatoio (per lo più carbonati) è inadeguata per lo sviluppo di sistemi geotermici tradizionali. La stessa situazione esiste nell’area vulcanica dei Campi Flegrei, nella provincia di Napoli. In tutte queste aree le condizioni temperatura-profondità sono molto migliori di quelle del progetto europeo in Alsazia.

Una prospettiva interessante di sfruttamento del potenziale geotermico delle HDR e HWR prevede la realizzazione di impianti a ciclo chiuso chiamati sistemi geotermici avanzati, EGS (*Enhanced Geothermal Systems*). L’obiettivo di questi impianti di futura generazione è di realizzare un vero e proprio scambiatore di calore, caratterizzato da una rete di tubi di piccolo diametro, in modo tale da produrre una elevata superficie di scambio termico, come quelli illustrati nelle figure 25 (a) e (b).

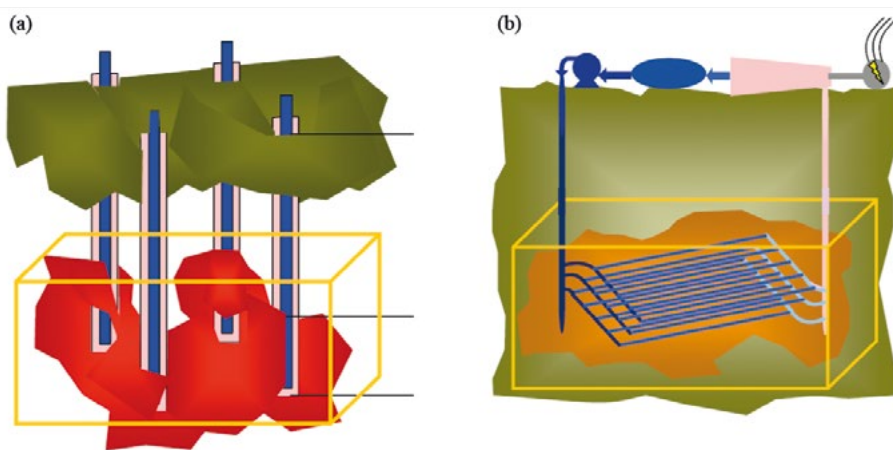


Fig. 25. – Rappresentazione schematica di impianti di geotermia avanzata EGS a ciclo chiuso rispettivamente: (a) a fori multipli coassiali e (b) a scambiatore di calore profondo (fonte: D. V. Duchane, “Geothermal Energy”, *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*, Vol. 12, pag. 512-539, 1994).

La tecnologia attuale consente la realizzazione di tubi coassiali dove il fluido in pressione è iniettato sul lato esterno e raccolto in risalita dal tubo interno. Termodinamicamente più efficace è la soluzione di “posare” lo scambiatore di calore a tubi “orizzontali” alla giusta profondità. Però, al momento attuale, questa soluzione presenta difficoltà di natura specificamente tecnologica, poiché le tecnologie di perforazione profonda non sono ancora in grado di realizzare tali sistemi.

È da sottolineare l’ultimo fondamentale vantaggio legato alle centrali geotermiche EGS a

ciclo chiuso: la sicurezza e l'assoluto rispetto dell'ambiente, in assenza di emissione di CO₂; infatti il fluido di scambio termico, in circolazione forzata nei tubi interrati, non entra in contatto alcuno con le rocce e, in generale, con il sottosuolo, e pertanto esclude qualsivoglia implicazione negativa per l'ambiente e per le popolazioni locali, in assenza di scorie di qualunque tipo; il bilanciamento poi fra la potenza della centrale, l'energia termica sottratta ed il riequilibrio naturale, permetterebbe di assicurare la continuità e sostenibilità del sistema nel lungo periodo.

2.6 L'energia geotermica nel mondo

Attualmente 24 Paesi sfruttano in vario modo (geotermia ad alta temperatura o sorgenti idrotermali) l'energia geotermica. Nella Tabella II sono riportati i valori della capacità geotermoelettrica installata e della relativa produzione di elettricità nei cinque Paesi (USA, Filippine, Indonesia, Messico e Italia) che utilizzano maggiormente questa fonte energetica. Al 2011 questi Paesi disponevano del 72,0% della capacità geotermica mondiale e hanno reso conto del 71,8% della sua utilizzazione. Altri Paesi che sfruttano l'energia geotermica sono il Giappone, l'Islanda, la Nuova Zelanda, il Kenya, El Salvador e Costa Rica. La Cina è il Paese con le risorse potenziali più elevate e l'Islanda quello con il maggiore uso per riscaldamento pro capite.

Tabella II. – Potenza di fonte geotermica installata nei primi cinque Paesi al 2011 e sua utilizzazione per produzione di elettricità (fonte: *World Energy Council* (WEC), 2012).

Paese	Capacità installata [MW]	Produzione reale [GWh]
	2011	2011
USA	3101	15009
Filippine	1904	10311
Indonesia	1197	9321
Messico	886	6502
Italia	772	5754
Resto del mondo	3052	18558
Totale	10912	65455

Gli usi diretti dell'energia geotermica, che includono anche le pompe di calore con scambiatore nel terreno (*Ground-source Heat Pumps*, GHP) hanno una produzione energetica annua circa doppia rispetto alla produzione geotermoelettrica; in tale settore si riscontra negli ultimi cinque anni la crescita più importante, prossima al 10% su base annua, con punte del 20% per le GHP, da confrontarsi con la crescita della capacità geotermoelettrica che si mantiene attorno al 4% annuo.

L'Italia è stata pioniera nella produzione di energia elettrica tramite sfruttamento di energia geotermica; la prima esperienza mondiale in questo senso infatti risale al 1905, a Larderello in provincia di Pisa. Nel nostro Paese sono presenti centrali geotermoelettriche anche nelle province di Grosseto, Viterbo, Vicenza e Mantova.

Per molti anni l'unico interesse industriale dell'uso della geotermia si è rivolto alle risorse di alta entalpia (vapore e acque calde, con temperature superiori a 150 °C), destinate alla generazione di energia elettrica. Pur essendosi considerevolmente sviluppata nel corso del tempo, fino a raggiungere nel 2011 una potenza elettrica installata totale di circa 11 GW, l'energia geotermica contribuisce per una frazione molto modesta, circa 0,37-0,4%, alla produzione elettrica mondiale⁽⁷⁾. Nel 2013 l'Italia ha coperto l'1,7% del proprio consumo interno lordo con lo sfruttamento delle risorse geotermoelettriche.

In molti Paesi di natura vulcanica, in Centro America e in Asia, l'energia geotermica contribuisce in modo più sostanziale al fabbisogno elettrico locale, rappresentando una ricchezza consistente che fornisce risparmi di combustibile fossile, bassi costi di generazione e energia rinnovabile “pulita”, venendo il fluido utilizzato (acque calde o condensa di vapore) re-iniettato in profondità nello stesso acquifero dal quale è stato estratto.

Tutta questa produzione italiana e mondiale di energia geotermica, può essere definita “tradizionale” e si basa sull'utilizzo di un fluido caldo naturale (vapore secco o ad acqua dominante) per la produzione di energia elettrica direttamente o attraverso flash singoli o multipli o sistemi binari che usano un fluido di servizio con temperatura di vaporizzazione più bassa di quella dell'acqua naturale (per esempio una miscela di acqua e ammoniaca).

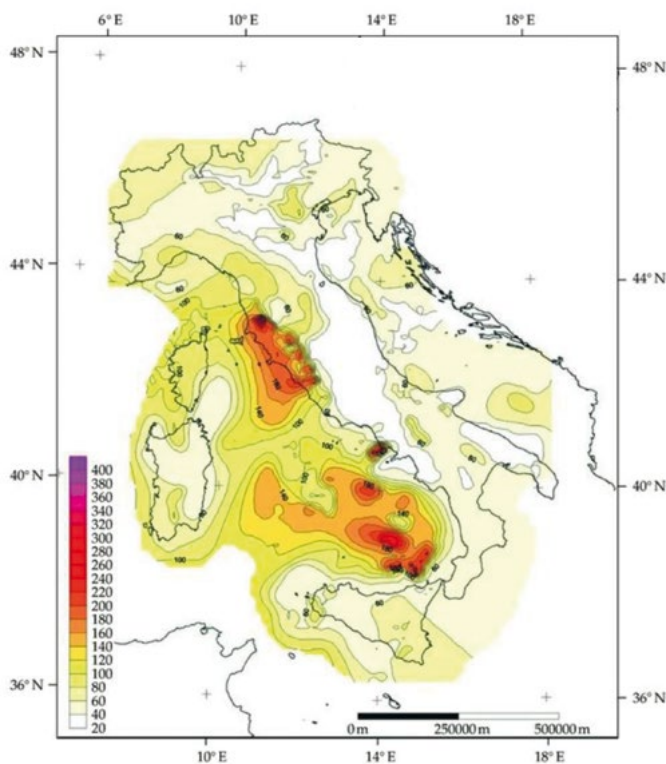


Fig. 26. – Distribuzione dei flussi di energia geotermica in Italia (valori in W/m^2) (fonte: *Heat Flow Map of Italy*, CNR Istituto Internazionale per la Ricerca Geotermica, Pisa, modificati secondo Della Vedova *et al.* (2001)).

⁽⁷⁾ <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0008.pdf>

La figura 26 mostra la distribuzione dei flussi di energia geotermica nel territorio italiano, evidenziando le notevoli potenzialità della geotermia nel nostro Paese. Nelle aree dei Campi Flegrei (Napoli) e di Larderello (Pisa) si riscontrano valori di picco di anomalia termica dell'ordine di 10–20. Inoltre nella dorsale tirrenica sottomarina ci sono vaste zone con flusso energetico di 100–200 mW/m².

Una valutazione del potenziale geotermico nazionale effettuata nel 1993 dall'ENEA indica che in Italia complessivamente le risorse per la generazione di energia elettrica (siti con temperatura delle rocce superiore a 200 °C e profondità inferiore ai 3 km) ammontano a 4,7–5,3 GW nelle zone di forte anomalia termica.

APPROFONDIMENTO: Larderello e la geotermia⁽⁸⁾

L'impiego dell'energia geotermica per la produzione di energia elettrica nasce a Larderello, centro industriale nel comune di Pomarance in provincia di Pisa, situato sulle Colline Metallifere a 390 metri di altitudine. La frazione si trova al centro della cosiddetta “Valle del diavolo”, così chiamata a causa del suo paesaggio caratterizzato dalla presenza di soffioni boraciferi con le caratteristiche colonne di vapori bianchi, di gigantesche torri evaporative (ora non più in uso) e di una rete di condutture esterne per il vapore geotermico provenienti dai vari pozzi. La Valle del Diavolo era conosciuta già all'epoca di Dante Alighieri, che si ispirò proprio a questo paesaggio per descrivere l'Inferno nella Divina Commedia.

Il centro prende nome da François Jacques de Larderel, industriale di origine francese che intorno al 1827 perfezionò l'estrazione dell'acido borico dai fanghi dei cosiddetti lagoni⁽⁹⁾, già iniziata con metodi poco efficienti nel 1818. L'acido borico era ottenuto facendo evaporare le acque calde ricche di boro in bollitori metallici, usando, come combustibile, il legname ricavato dei boschi vicini.

Dopo aver disboscato la zona, de Larderel pensò di utilizzare il vapore degli stessi lagoni. Così li coprì con una cupola di muratura (vedi figura 27) per imbrigliare il vapore e portarlo verso gli edifici dove avveniva l'estrazione del boro.

Con il passare del tempo l'energia termica che fuoriusciva naturalmente del terreno iniziava ad essere insufficiente rispetto all'espansione dei processi produttivi, e dal 1828 iniziò l'attività di perforazione, per il reperimento di tale energia. Nello stesso periodo si cominciò anche a usare l'energia meccanica del vapore naturale per sollevare l'acqua e per azionare speciali argani e pompe, facilitando così la perforazione delle prime macchine permettendo, in questo modo, di arrivare a profondità maggiori, in tempi più brevi e con costi minori.

Nel 1846 l'allora Granduca Leopoldo II, in riconoscimento dell'opera svolta da de Larderel, impose il nome di Larderello alla fabbrica sorta presso Montecerboli.

⁽⁸⁾ Le notizie di carattere storico sono state tratte da materiale fornito dal Museo della geotermia, con sede a Larderello.

⁽⁹⁾ Il lagone è un'emissione di acqua calda dal sottosuolo, che si raccoglie in un lago naturale, che normalmente non raggiunge grandi dimensioni ed è caratterizzato dalla presenza di elevate quantità di sali minerali, in particolare sali di boro.

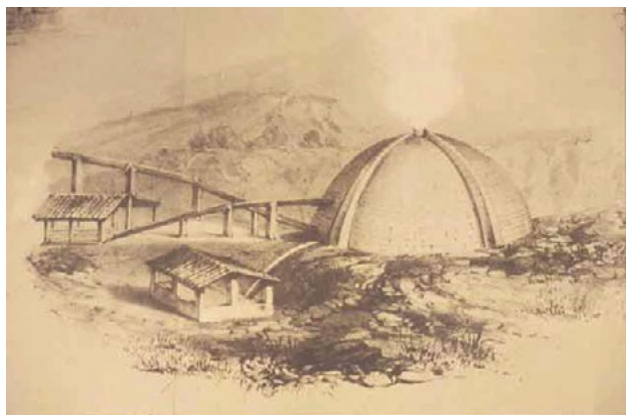


Fig. 27. – Lagone coperto per l'utilizzazione del vapore naturale, ideato nel 1827 da François Jacques de Larderel. All'interno di queste strutture in mattoni erano raccolte e fatte evaporare le acque boriche. Foto: Museo della Geotermia.

L'industria chimica di Larderello detenne, tra il 1850 ed il 1875, il monopolio della produzione dell'acido borico in Europa. Nella medesima area geotermica, tra il 1910 ed il 1940, si avviò, ampliandosi progressivamente, l'utilizzazione del vapore a bassa pressione per il riscaldamento di edifici residenziali ed industriali, e di serre. Mentre questo accadeva in Italia, anche in altri Paesi si sviluppava l'utilizzazione industriale dell'energia geotermica: nel 1892 a Boise (Idaho, USA) veniva inaugurato il primo sistema di riscaldamento urbano; nel 1928 l'Islanda, un altro Paese all'avanguardia nell'utilizzazione di questa fonte energetica in Europa, cominciò a sfruttare i fluidi geotermici, soprattutto acqua calda, per il riscaldamento di edifici.

Nel 1900 venne incrementata la gamma di produzione dei derivati borici ed ammoniacali facendo acquistare una vasta fama internazionale all'industria chimica del luogo. In quell'anno la ricerca del vapore, mediante trivellazioni, che al momento era concentrata solamente alle vicinanze delle manifestazioni naturali, venne estesa a tutta la regione boracifera con l'ausilio di impianti tecnicamente sempre più perfezionati.

Fu il principe Piero Conti Ginori, marito di una delle nipoti di de Larderel poi diventato direttore generale delle fabbriche, ad utilizzare per la prima volta il vapore per produrre energia elettrica (vedi figura 28): nel 1904 accese le prime 5 lampadine e già nel 1905 riforniva di energia la fabbrica ed il paese di Larderello. Perfino il fischio che scandiva la giornata lavorativa era alimentato da un piccolo soffione: il primo dieci minuti alle otto, poi alle otto, a mezzogiorno per la pausa pranzo, poi per la ripresa del lavoro e quello di fine giornata.

Il successo di questo esperimento mostrò il valore industriale dell'energia geotermica e segnò l'inizio di una forma di sfruttamento che è ora diffuso in molti paesi. La produzione di elettricità a Larderello fu un successo commerciale, oltre che della tecnica, tanto che, nel 1944, prima della quasi totale distruzione del complesso industriale, la potenza geotermoelettrica installata aveva raggiunto 127650 kW con una produzione annua di oltre 900 milioni di kWh.



Fig. 28. – Foto del Principe Piero Conti Ginori accanto alla macchina (un motore alternativo accoppiato ad una dinamo) da lui fatta costruire nel 1904 a Larderello per produrre elettricità sfruttando il vapore geotermico. Foto: Museo della Geotermia.

L'esempio italiano fu seguito da numerosi altri Paesi. Nel 1919 venne perforato il primo pozzo geotermico in Giappone, a Beppu, e, nel 1921, negli Stati Uniti, a The Geysers in California. Nel 1958 un primo impianto geotermoelettrico entrò in esercizio in Nuova Zelanda, nel 1959 in Messico, nel 1960 negli Stati Uniti e negli anni seguenti in molti altri Paesi.

Il 1950 per Larderello è sinonimo di ricostruzione e grossi ampliamenti; infatti in quell'anno vennero finite le opere di ricostruzione degli impianti distrutti dal passaggio della guerra e venne messa in funzione la più moderna e potente centrale geotermica al mondo del tempo. Nel 1959 la potenzialità delle centrali elettriche della "Larderello SpA" raggiunse i 300 MW, e la produzione annua superò i 2 miliardi di kWh. Vennero inoltre scoperti due nuovi campi di ricerca geotermica a Bagnore (GR) e Piancastagnaio (SI) ubicati sul Monte Amiata, al di fuori dalla tradizionale zona boracifera.

Oggi sono attive 34 centrali geotermoelettriche, distribuite in 3 province (Siena, Grosseto, Pisa). I soffioni rappresentano oggi l'ultima attività estrattiva delle Colline Metallifere, l'unica area al mondo in cui l'estrazione dal sottosuolo di materiali utili è avvenuta ininterrottamente dalla preistoria ai nostri giorni.

2.7 La geotermia offshore in Italia

Come si nota dalla figura 26, le maggiori anomalie termiche significativamente positive sono distribuite nell'area del bacino tirrenico meridionale. In particolare tali anomalie risultano avere il massimo valore in corrispondenza delle strutture vulcaniche sottomarine (dette anche *seamount*) presenti nel bacino, quali i vulcani Marsili, Vavilov, Palinuro e Magnaghi.

L'aspetto più interessante ai fini geotermici di questi *seamount* (estesi anche decine di km², come per esempio il Marsili in figura 29) è, come detto, la significativa anomalia termica positiva misurata in corrispondenza delle loro strutture. Tale anomalia termica raggiunge

sulla sommità anche valori pari a 250 mW/m^2 , ben 4 volte il flusso medio di energia termica terrestre. In corrispondenza di queste aree si è inoltre verificata la formazione di nuova crosta oceanica il cui spessore della rispettiva litosfera è estremamente ridotto (20–30 km), giustificando così la grande anomalia termica e l'intensa attività magmatica delle ere recenti. L'attività magmatica di queste strutture vulcaniche ed il relativo flusso di energia termica sono anche agevolati dal movimento distensivo verso est del bacino tirrenico, che imprime alla sottile litosfera una sollecitazione simile a quella dei *rift* delle dorsali oceaniche.

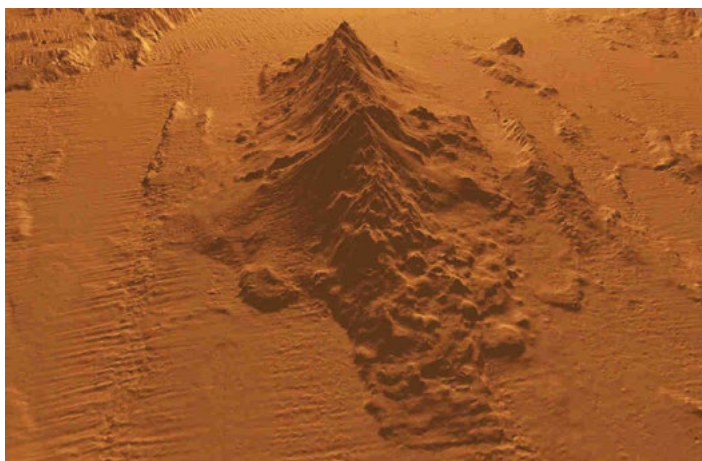


Fig. 29. – Rilievo, visto da nord, del vulcano Marsili dall'analisi con sonar *multibeam*.

L'azione combinata di subduzione e *rifting* è quindi riconosciuta come il meccanismo alla base della ingente quantità di lava eruttata in superficie. Le eruzioni, protratte nelle ere geologiche, hanno portato alla formazione di questi rilevanti complessi vulcanici sottomarini che, a partire dalla piana batiale a -3000 m , si elevano anche fino ad alcune centinaia di metri sotto il livello del mare.

Come risulta evidente, l'alta anomalia termica non è di per sé sufficiente ad ammettere la concreta realizzazione di un impianto geotermico. La condizione di immersione completa di questi apparati vulcanici tuttavia suggerisce come la risorsa geotermica possa essere realmente sfruttata a partire dalla presenza illimitata di acqua. Al di là di questa semplice constatazione, il rapporto isotopico dell'elio presente nei campioni d'acqua raccolti vicino alla sommità dei vulcani Marsili e Vavilov dimostra la natura idrotermale della stessa. Si può quindi ritenere che si verifichi una grande infiltrazione di acqua marina e che essa, una volta riscaldata nelle parti interne della struttura vulcanica, venga espulsa con caratteristiche idrotermali. La misura di anomalie gravimetriche e magnetometriche induce in modo ancora più netto a credere che la quantità di fluidi idrotermali sia estremamente grande, stimata nell'ordine di milioni di metri cubi. Inoltre, dall'anomalia termica rilevata, è possibile stimare che la temperatura dei fluidi possa superare anche i 380°C .

I promettenti dati (in particolare di anomalia termica) hanno indotto diversi istituti di ricerca, tra cui l'ISMAR di Bologna e l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV), a intraprendere, dall'inizio del 2006, una campagna dettagliata di studi, volta a determinare

con maggiore precisione i dati dell'area del vulcano Marsili. In collaborazione con questi enti la *Eurobuilding* SpA, società specializzata nell'edilizia civile e nelle applicazioni geologiche, è coinvolta nel Progetto Marsili, un vero e proprio progetto finalizzato alla costruzione del primo campo geotermico *offshore*.

È necessario però evidenziare anche quelli che potrebbero essere gli svantaggi e le incognite di un possibile sfruttamento di questa forma di energia. Dal punto di vista puramente geologico, è possibile citare due aspetti: l'assenza sia di modelli dettagliati della portata delle anomalie sismiche che dell'evoluzione magmatica nella struttura profonda del vulcano. Infatti, date le dimensioni di estrema rilevanza di questi *seamount* sottomarini, eruzioni di tipo esplosivo e fenomeni sismici connessi alla notevole attività tettonica potrebbero causare lo smottamento di grandi quantità di roccia dai versanti del vulcano generando onde anomale. In questo caso le ulteriori indagini, necessarie per lo sviluppo della fase realizzativa di un potenziale progetto, sarebbero anche di notevole interesse per la sicurezza civile, visto che il maremoto verificatosi nel 2002 alle isole Eolie è stato imputato ad una frana sottomarina.

Dal punto di vista realizzativo, il Progetto Marsili è certamente di natura pionieristica, ma va anche detto che tutte le tecnologie previste per la realizzazione di un campo geotermico sottomarino sono già attualmente disponibili, principalmente derivanti dalle tecnologie utilizzate per l'estrazione petrolifera, o comunque da esse sviluppabili: dal pozzo geotermico fino al cavo sottomarino a alta tensione. Il progetto della geotermia *offshore* quindi, pur rappresentando una sfida di grande portata, dispone dei mezzi necessari alla sua realizzazione. Dopo i così promettenti risultati il ruolo della ricerca geofisica, fondamentale nell'individuazione dei siti, delle cause e dei meccanismi alla base del fenomeno geotermico sottomarino, potrebbe essere ora seguito dall'applicazione.

3. VENTO

3.1 Introduzione

L'energia eolica è l'energia ricavata dalla conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica o elettrica. Si tratta di energia solare camuffata, in quanto i moti convettivi dell'atmosfera sono indotti dai gradienti di temperatura provocati dal riscaldamento non uniforme dell'atmosfera. Le differenze di temperature generano differenze di pressione. La presenza di luoghi con differente pressione atmosferica origina una forza, detta forza del gradiente di pressione, che agisce premendo sulla massa d'aria per tentare di ristabilire l'equilibrio e dunque dando luogo al fenomeno del vento.

L'energia eolica è una delle prime forme d'energia sfruttate dall'uomo. Basti pensare alla vela, usata fin dall'antichità per muovere imbarcazioni, o ai mulini a vento, utilizzati per macinare cereali, spremere olive o pompare acqua dal sottosuolo.

Da pochi decenni l'energia eolica viene soprattutto impiegata per produrre elettricità. L'energia elettrica si ottiene sfruttando l'energia cinetica del vento che fa girare le pale di un'elica; questa a sua volta è collegata a un generatore che trasforma l'energia meccanica di rotazione delle pale in energia elettrica. Questi moderni mulini a vento sono chiamati aerogeneratori.

Dopo un decollo lento, lo sfruttamento intensivo dell'energia eolica per produrre energia elettrica ha acquistato un corso accelerato negli ultimi anni, quando è affiorata la consapevolezza della sua competitività economica con le fonti tradizionali e grazie alla sua diffusa reperibilità.

La potenza eolica connessa alla rete elettrica nel mondo è cresciuta notevolmente negli ultimi anni, come mostrato in figura 30, raggiungendo, a fine 2013, i 318 GW (con una presenza europea intorno al 40%), corrispondente a una produzione globale di energia di oltre 500 TWh. Sebbene questa rappresenti solo circa il 2,5% dell'energia elettrica utilizzata nel mondo, in alcuni Paesi ha raggiunto delle quote significative: in particolare, la quota di energia elettrica di provenienza eolica ha raggiunto il 30% in Danimarca, mentre valori prossimi al 10% ed al 15% sono registrati rispettivamente in Germania ed in Spagna. Il conseguimento di questi risultati è ascrivibile all'elevata affidabilità degli aerogeneratori e ai bassi costi di generazione elettrica che si sono ridotti di un ordine di grandezza in venticinque anni e si avvicinano sempre più alla competitività con quello delle fonti tradizionali.

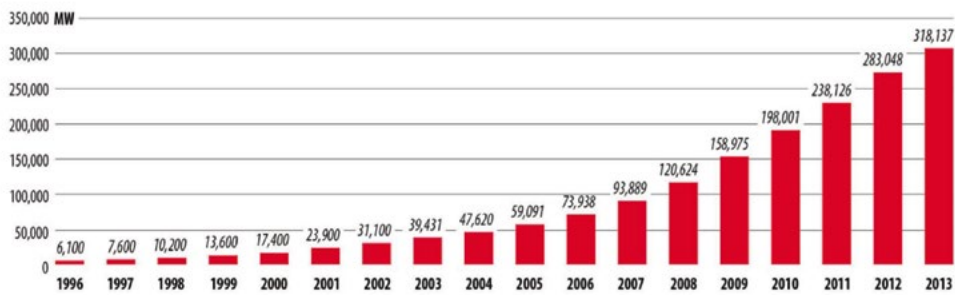


Fig. 30. – Potenza eolica mondiale installata a fine 2013 (fonte: GWEC: *Global Wind Report 2013*).

Nella Tabella III sono riportati i valori, al 31 dicembre 2012, della capacità eolica installata nei cinque primi Paesi e dell’energia da essi prodotta. Per un interessante confronto sono anche riportati i relativi valori al 1993.

Tabella III. – Capacità eolica installata e produzione elettrica al 2012 nei primi cinque Paesi. Per confronto sono anche riportati i corrispondenti valori al 1993 (fonte: *World Energy Council, 2012*).

Paese	Capacità installata [MW]		Produzione reale [TWh]	
	Anno 2012	Anno 1993	Anno 2012	Anno 1993
Cina	75324	15	88,6	-
USA	60007	1814	120,5	3042
Germania	31308	650	48,9	-
Spagna	22796	52	42,4	117
India	18421	40	24,9	45
Resto del mondo	75131	-	134,8	-
Totale	282587	-	459,9	-

Attualmente gli USA sono il primo produttore di energia eolica (la Cina è prima per potenza installata), seguiti da Cina, Germania, Spagna e India. Alla fine del 2012, questi cinque Paesi disponevano del 73,6% della capacità eolica mondiale e hanno prodotto il 70,7% della produzione totale di energia eolica. In queste classifiche l’Italia si trova al settimo posto per capacità installata (8144 MW, pari al 2,9% della capacità eolica mondiale) e al nono posto per la produzione di energia eolica (9,9 TWh, pari al 2,1% della produzione eolica mondiale). La tabella mostra anche il notevole incremento di capacità installata registrato in Cina, Spagna e India (crescita rispettivamente di 5022, 438 e 460 volte) a fronte di un aumento più contenuto in Germania e negli USA (rispettivamente di 48 e 33 volte).

3.2 Potenza eolica

3.2.1 Potenza teorica disponibile nel vento

Una massa di aria m che si muove in moto laminare (ossia senza vortici e turbolenze) con velocità media v possiede un'energia cinetica

$$(7) \quad E = \frac{1}{2}mv^2.$$

Se consideriamo una superficie immaginaria qualsiasi, di area A , perpendicolare alla direzione del moto e assumiamo che la densità ρ dell'aria sia costante, la massa di aria \dot{m} che attraversa la superficie A nell'unità di tempo, è quella contenuta nel volume Av , ossia

$$(8) \quad \dot{m} = \rho Av.$$

Alla grandezza \dot{m} si dà usualmente il nome di portata massica.

L'energia eolica che fluisce attraverso la superficie A nell'unità di tempo, ossia la potenza contenuta nel vento, è pari all'energia cinetica della portata massica \dot{m} , ossia

$$(9) \quad P_0 = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3.$$

Da questa relazione risulta che la potenza estraibile dal vento dipende dalla densità dell'aria (e quindi dalla sua temperatura e dalla sua pressione), dalla sezione di intercettazione (ossia dal quadrato del diametro delle pale del mulino a vento) e dal cubo della velocità del vento. L'incremento di ognuno di questi fattori aumenta la potenza estraibile dal vento. In particolare la dipendenza dal cubo della velocità ha grande rilevanza nella produzione di energia eolica: la potenza disponibile aumenta di otto volte se la velocità del vento raddoppia.

3.2.2 Potenza massima estraibile dal vento

Quando s'interpone un ostacolo al moto della vena fluida, come avviene per il rotore di un aerogeneratore, accade che la vena fluida si separa, in parte per attraversare l'ostacolo (se questo è permeabile), in parte per aggirarlo (vedi figura 31). Superato l'ostacolo, la vena si ricompone, ma la sua velocità è diminuita a causa della cessione di parte della sua energia all'ostacolo stesso.

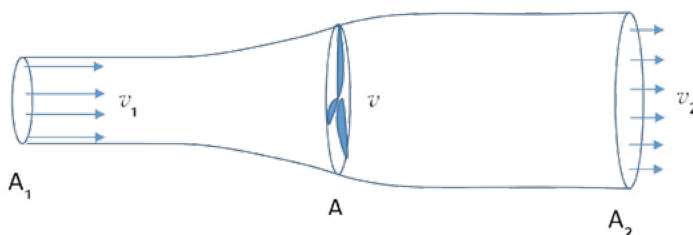


Fig. 31. – Profilo del vento in prossimità di una turbina eolica. L'area spazzata dalla vena si allarga a valle della turbina dove la velocità del vento è minore ($A_2 > A > A_1$ e $v_2 < v < v_1$).

Questo fatto comporta che soltanto una frazione della potenza P_0 disponibile nel vento è estraibile. Per estrarre tutta la potenza P_0 occorrerebbe “fermare il vento”, ossia portare a zero la sua velocità a valle dell’aerogeneratore, dopo l’impatto sulle pale del rotore. Questo è chiaramente impossibile.

Si trova che il valore massimo teorico P_{\max} della potenza che si può estrarre dal vento si ottiene quando il vento è rallentato a $1/3$ della sua velocità iniziale (ossia $v_2=v_1/3$). La corrispondente potenza estratta risulta pari al 59,3% della potenza iniziale (vedi Approfondimento: La legge di Betz).

Pertanto un aerogeneratore con un rotore con pale di raggio R può al massimo estrarre la potenza

$$(10) \quad P_{\max} = C_{p, \max} P_0 = 0,593 \cdot P_0 = 0,583 \cdot \frac{1}{2} \rho v^3 \pi R^2.$$

Questo è il cosiddetto limite di Betz. Il rapporto C_p tra la potenza estratta dalla vena fluida ad opera del rotore e quella disponibile nel vento viene usualmente chiamato “coefficiente di potenza”. Il valore $C_{p, \max} = 0,593$ è il valore massimo che esso può raggiungere.

Nella pratica esistono ulteriori limitazioni, legate alle velocità minima e massima del vento utilizzabili, che rendono difficoltoso il raggiungimento del limite di Betz. In primo luogo è necessario considerare che l’aria che interagisce con il rotore viene deviata, avviandosi per effetto di forze tangenziali che sottraggono una parte dell’energia inizialmente disponibile. Inoltre si manifestano effetti legati alla velocità del vento e alla corrispondente velocità tangenziale impressa alle pale, la quale non può essere generalmente maggiore di $1/3$ della velocità del suono senza indurre gravi effetti vibrazionali alle strutture. Pertanto al crescere della velocità del vento tendono ad aumentare gli effetti dissipativi e la turbina viene fermata per evitare che intervengano danni strutturali all’aerogeneratore. Inoltre è necessaria una velocità minima del vento in grado di far partire le pale della turbina. Di conseguenza anche la potenza ottenibile non varia più in proporzione con il cubo della velocità ma, superato un certo valore, inizia a decrescere fino a raggiungere le condizioni di arresto.

Tenendo in considerazione tutti questi limiti, la curva di potenza di una turbina eolica, ossia la potenza che può essere realmente prodotta dalla turbina a differenti valori della velocità del vento, ha l’andamento schematicamente rappresentato dalla curva rossa della figura 32. La curva nera, proporzionale a v^3 , rappresenta la potenza P_0 disponibile nel vento. Se il coefficiente di potenza fosse costante e uguale al valore massimo, $C_{p, \max} = 0,593$, corrispondente al limite di Betz, la potenza meccanica prodotta avrebbe un andamento crescente con il cubo della velocità (potenza di Betz) simile a quello relativo alla potenza resa disponibile dal vento (curva blu). In realtà, la potenza effettivamente prodotta risulta nulla per valori di velocità del vento inferiori alla “velocità di accensione” v_m (in inglese *cut-in speed*) e raggiunge la potenza nominale alla “velocità di targa” v_t (in inglese *rated wind speed*). Per valori maggiori della velocità del vento, la potenza erogata rimane costante sul valore di targa fino al raggiungimento della velocità massima tollerabile v_M , detta “velocità di blocco” (in inglese *cut-off speed*), oltre la quale la turbina viene fermata per ragioni di sicurezza.

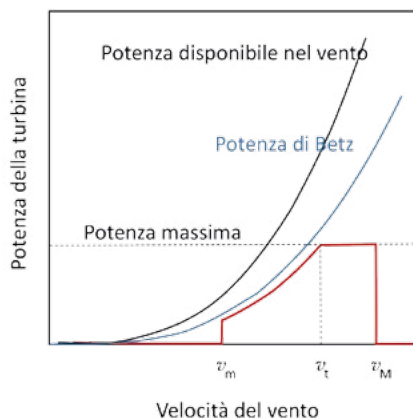


Fig. 32. – Potenza disponibile nel vento (curva nera proporzionale a v^3), il limite di Betz (curva azzurra, pure proporzionale a v^3) e potenza realmente prodotta da una turbina eolica (curva rossa) in funzione della velocità del vento. La turbina comincia a lavorare a una velocità minima v_m , mentre viene fermata, per ragioni di sicurezza, a velocità maggiori di v_M (velocità di blocco). La turbina raggiunge la potenza massima alla velocità nominale di targa v_t .

In un aerogeneratore la conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica avviene per mezzo di un rotore che viene messo in movimento dall'aria e applica tale moto rotatorio al generatore vero e proprio per il tramite di un moltiplicatore di giri. Ciascuno di questi componenti è caratterizzato da un proprio rendimento che provoca un'ulteriore riduzione della potenza effettivamente ottenibile. Gli aerogeneratori moderni sono in grado di funzionare tra il 50% e il 70% di P_{\max} . Quindi, in definitiva, il rendimento meccanico complessivo di un aerogeneratore si aggira sul 30–40%. A ciò va aggiunto il rendimento delle macchine elettriche per convertire l'energia meccanica in energia elettrica, che ammonta a circa il 90%. Si arriva quindi ad un rendimento globale η dell'impianto compreso tra il 27% e il 37%.

Pertanto, riunendo tutte le considerazioni precedenti, in corrispondenza di un certo valore v della velocità del vento, la potenza elettrica P_e in uscita da un aerogeneratore, le cui pale spazzano un'area A e che ha un'efficienza globale η , è data da

$$(11) \quad P_e = \eta \cdot P_0 = \frac{1}{2} \eta \rho A v^3.$$

Poiché la velocità del vento assume nel tempo valori diversi, anche la potenza elettrica è una funzione variabile nel tempo, soggetta a seguire tutte le variazioni della velocità secondo la dipendenza espressa dall'equazione (11).

A scopo didattico, in figura 33 è riportato l'andamento della potenza P_e di equazione (11) prodotta da un aerogeneratore di efficienza $\eta = 0,25$ per ogni metro quadrato del rotore. I valori riportati corrispondono a una densità dell'aria $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$.

Dalla figura risulta che per avere una potenza di 1 kW/m^2 occorre una velocità del vento di circa 18 m/s , cioè di circa 65 km/h , praticamente un vento forte. Dall'altro lato, per produrre circa 20 W occorre una velocità del vento di almeno 5 m/s , cioè 18 km/h , praticamente una buona brezza. A regimi di vento intermedi, con velocità comprese fra 10 e 20 m/s , la potenza specifica sviluppata si attesta fra 100 e 1200 W/m^2 : è questo il campo di buon funzionamento degli aerogeneratori.

Come detto più sopra, nella pratica l'equazione (11) è valida fino a che la velocità del vento, aumentando, non fa raggiungere all'aerogeneratore il plateau della curva di potenza. Da quel punto in poi la potenza di uscita è costante ed uguale al valore di targa dell'aerogeneratore fino alla velocità massima tollerabile del vento (velocità di blocco).

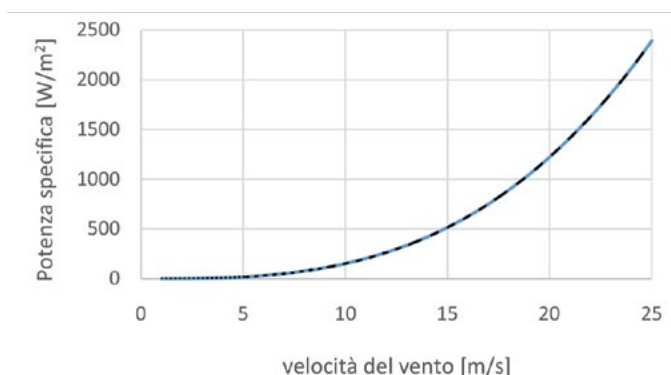


Fig. 33. – Potenza elettrica sviluppata da un aerogeneratore di efficienza complessiva del 25%, per ogni metro quadrato di area del rotore.

Esempio 19: Dall'equazione (11) risulta che, per avere potenze di uscita significative a regimi ventosi ragionevoli, l'area del rotore dell'aerogeneratore deve essere grande. Al fine di rendere più quantitativa questa affermazione, si calcoli la potenza estratta da due aerogeneratori, uno con un rotore con pale di raggio $R_1 = 10$ m e il secondo di raggio $R_2 = 20$ m, esposti a un vento di 10 m/s. Si supponga che i due aerogeneratori abbiano uguale efficienza $\eta = 0,25$ e che la densità dell'aria sia $\rho = 1,225$ kg/m³.

Soluzione: Le aree spazzate dalle pale dei due rotori sono

$$A_1 = \pi R_1^2 = 314 \text{ m}^2,$$

$$A_2 = \pi R_2^2 = 1256 \text{ m}^2.$$

Utilizzando l'equazione (11) risulta

$$P_1 = \eta \cdot P_0 = \frac{1}{2} \eta \rho A_1 v^3 = 0,5 \cdot 0,25 \cdot 1,225 \cdot 314 \cdot 10^3 = 48,08 \text{ kW};$$

$$P_2 = \eta \cdot P_0 = \frac{1}{2} \eta \rho A_2 v^3 = 0,5 \cdot 0,25 \cdot 1,225 \cdot 1256 \cdot 10^3 = 192,32 \text{ kW} = 4P_1.$$

3.2.3 Effetto dell'altezza dal suolo

La velocità del vento varia sensibilmente anche al variare della quota secondo la relazione empirica

$$(12) \quad v_h = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha,$$

avendo indicato con v_h e v_0 le velocità del vento alle quote h e h_0 (quest'ultima è una quota di riferimento che, solitamente, è di 10 m) e α , detto coefficiente di rugosità del suolo, è un parametro che dipende dalla classe di rugosità del suolo e dalle condizioni di stabilità dell'aria, ed è generalmente compreso tra 0,1 e 0,4.

Pertanto, supponendo di trovarsi in un determinato sito, la potenza massima che potrà essere ricavata sarà funzione dell'altezza dal suolo del mozzo del rotore secondo la relazione ottenuta dalla sostituzione della (12) nella (11):

$$(13) \quad P_c = \frac{1}{2} \eta \rho A v_0^3 \left(\frac{h}{h_0} \right)^{3\alpha}.$$

Si capisce, quindi, perché si cerchi di andare nei siti alle quote più alte, dove la velocità del vento risente dell'effetto d'incremento registrato dall'equazione (12).

Esempio 20: Calcolare il flusso energetico Φ (ossia la potenza per unità di superficie) estraibile da un vento che spiri ad una velocità di 10 m/s (una leggera brezza) e l'incremento ottenibile da un raddoppio della sua velocità a 20 m/s. Si supponga che la densità dell'aria sia $\rho = 1,220 \text{ kg/m}^3$.

Soluzione: Per il vento di velocità $v_1 = 10 \text{ m/s}$ si ha

$$\Phi_1 = \frac{1}{2} \rho v_1^3 = \frac{1}{2} \cdot 1,220 \cdot 10^3 = 610 \text{ W/m}^2.$$

Analogamente per il vento di velocità $v_2 = 20 \text{ m/s}$ si ha

$$\Phi_2 = \frac{1}{2} \rho v_2^3 = \frac{1}{2} \cdot 1,220 \cdot 20^3 = 4880 \text{ W/m}^2 = 8\Phi_1.$$

Ciò comporta che gli aerogeneratori devono essere installati in luoghi in cui il vento ha una velocità sufficientemente alta, come per esempio lungo le coste o nel mare. Inoltre è conveniente sfruttare il fatto che la velocità del vento cresce con la quota. Gli aerogeneratori sono quindi spesso posti a grandi altezze. Infine le turbine di grandi dimensioni sono più convenienti di quelle di piccola e media taglia.

APPROFONDIMENTO: La legge di Betz. Il coefficiente di potenza

Consideriamo il rotore di figura 31, le cui pale spazzano un'area A , inserito nel tubo di flusso compreso tra le sezioni di area A_1 e A_2 . Tali sezioni sono localizzate ad una distanza dal rotore sufficientemente elevata da non risentire della sua presenza.

Osserviamo, innanzi tutto, che il flusso che attraversa la sezione A_1 posta prima del rotore ha una portata massica pari a $\rho A_1 v_1$, dove v_1 è la velocità dell'aria libera. In corrispondenza del rotore, la sezione attraversata è A e la velocità v , per cui la portata è $\rho A v$. Infine, dopo il rotore la velocità v_2 sarà sicuramente ridotta per effetto del trasferimento di parte dell'energia cinetica del vento al rotore, e l'area A_2 spazzata dalla vena fluida dovrà necessariamente essere più grande per garantire la conservazione della massa d'aria trasferita. Questo comportamento del profilo della vena fluida è simile a quello del traffico delle autovetture in autostrada: in corrispondenza di una barriera di pedaggio le automobili rallentano. Per mantenere costante il flusso (cosa che accade solo se il traffico non è molto elevato) la velocità più bassa comporta un aumento della careggiata.

Pertanto, assumendo che la densità dell'aria resti costante, per l'equazione di continuità dovrà essere:

$$(14) \quad \dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho A v = \rho A_2 v_2 .$$

La potenza estratta dal vento si ottiene applicando il principio di conservazione dell'energia in base al quale essa è pari al prodotto della portata massica per la variazione di energia cinetica fra la sezione a monte e quella a valle del rotore:

$$(15) \quad P_e = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) ,$$

avendo espresso la portata massica con i parametri della sezione A .

Dalla (15) risulta evidente che la condizione $v_2 = 0$, che da un lato renderebbe massima l'energia specifica estratta dal flusso d'aria, renderebbe anche nulla la portata massica elaborata da una superficie finita e quindi anche la potenza estratta. Dovendo quindi risultare $v_2 > 0$, la potenza massima estraibile sarà inferiore a quella disponibile.

La potenza P_e estratta dal rotore si può anche ottenere per altra via, precisamente ricordando che essa è pari al prodotto della forza F esercitata dal vento sul rotore (da intendersi come media temporale della forza nell'arco di una rivoluzione completa del rotore) per la velocità del rotore v :

$$(16) \quad P_e = F v .$$

L'impulso impresso dal vento al rotore nel tempo t equivale alla variazione della quantità di moto della corrente di aria tra le sezioni 1 e 2:

$$(17) \quad F \cdot t = m (v_1 - v_2) .$$

La potenza P_e risulta quindi pari a

$$(18) \quad P_e = Fv = m(v_1 - v_2) \cdot v,$$

Ovviamente la potenza calcolata per questa via deve risultare uguale a quella dell'equazione (15), da cui segue

$$(19) \quad v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2),$$

ossia la velocità del vento in corrispondenza del rotore è la media fra quelle misurate a monte e a valle della turbina.

Inserendo questa espressione di v nell'equazione (15) e ricordando l'espressione (9), si ottiene

$$(20) \quad \begin{aligned} P_e &= \frac{1}{2} \rho A \frac{1}{2} (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 [(1 - v_2/v_1) (1 + (v_2/v_1)^2)] = \\ &= \frac{1}{4} \rho A v_1^3 [1 - v_2/v_1 - (v_2/v_1)^2 + (v_2/v_1)^3] = C_p P_0. \end{aligned}$$

Il rapporto tra la potenza estratta P_e e la potenza P_0 valutata nella vena di fluido indisturbata si chiama coefficiente di potenza C_p e vale

$$(21) \quad C_p = P_e/P_0 = \frac{1}{2} [(1 - v_2/v_1) (1 + (v_2/v_1)^2)].$$

Il valore del rapporto v_2/v_1 per cui si ha la trasmissione massima di potenza si ottiene uguagliando a zero la derivata dell'equazione (20) rispetto a v_2/v_1 , ossia

$$(22) \quad dP_e/d(v_2/v_1) = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 [1 - 2(v_2/v_1) - 3(v_2/v_1)^2] = 0.$$

Questa equazione del secondo ordine ha le seguenti due soluzioni: $v_2/v_1 = 1/3$ e $v_2/v_1 = -1$. La seconda soluzione, nel caso specifico, è priva di significato. Sostituendo la prima soluzione nella (20) si ottiene:

$$(23) \quad P_{e, max} = \frac{8}{27} \rho A v_1^3 = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho A v_1^3 = \frac{16}{27} P_0 = 0,593 P_0,$$

che è l'equazione (10). Questa equazione indica che, anche utilizzando un aerogeneratore ideale, la massima potenza che si può estrarre è solo il 59,3 % della potenza totale contenuta nel vento.

L'andamento grafico del coefficiente di potenza C_p di equazione (20) in funzione di v_2/v_1 è riportato in figura 34. Come si vede la massima potenza estraibile dal vento si ottiene per $v_2/v_1 = 1/3$. Per $v_2 = 0$, la potenza estratta risulta pari a $0,5 \cdot P_0$: questa condizione è priva di interesse pratico perché, come detto in precedenza, la portata massica risulterebbe nulla. Analogamente privo di interesse è il caso $v_2/v_1 = 1$, in corrispondenza del quale la potenza ricavata è nulla.

Nella realtà il coefficiente di potenza di un aerogeneratore dipende anche dalla velocità angolare del rotore, dal profilo delle pale e dalle dimensioni della macchina, e solo nei casi ottimali raggiunge valori dell'ordine di 0,45-0,50, inferiori quindi a quello teorico di 0,593 della legge di Betz.

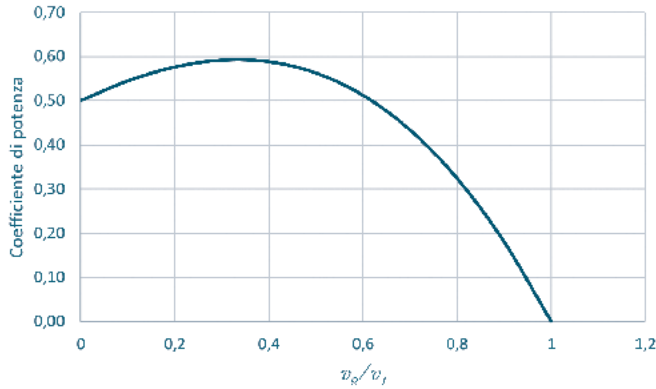


Fig. 34. – Potenza estraibile da una vena fluida in funzione del rapporto tra le velocità del vento v_1 e v_2 , rispettivamente a monte e a valle della turbina.

3.3 Produzione di energia eolica

Una turbina eolica esposta per un tempo Δt a un vento costante, produce un'energia ΔE pari al prodotto della potenza estratta P_e per il tempo Δt , ossia

$$(24) \quad \Delta E = P_e \cdot \Delta t .$$

Per esperienza quotidiana sappiamo che il vento non è costante; esso varia fortemente nel tempo, con variazioni a livello stagionale, giornaliero e istantaneo⁽¹⁰⁾. Pertanto, per calcolare la produzione totale di energia di una turbina eolica in un determinato intervallo di tempo T , occorre sommare tutti i contributi associati alle diverse velocità del vento:

$$(25) \quad E = \sum_i P_i \Delta t_i = \sum_{i=1}^N \frac{1}{2} \rho A v_i^3 \cdot \Delta t_i ,$$

avendo indicato con Δt_i l'intervallo di tempo entro cui la velocità si mantiene costante al valore v_i . Chiaramente $T = \sum \Delta t_i$.

Pertanto per avere una stima realistica della producibilità elettrica di un impianto eolico in un intervallo di tempo T (usualmente un anno) occorre conoscere la distribuzione statistica nel tempo T della durata delle velocità del vento all'altezza del rotore (per questo fine solitamente si usano valori della velocità del vento mediati su intervalli di tempo di 10

⁽¹⁰⁾ Le rilevazioni giornaliere evidenziano che, nella maggior parte dei luoghi, il vento ha una maggiore intensità durante il giorno rispetto alla notte; in particolare i maggiori valori si rilevano nelle prime ore del pomeriggio. È opportuno osservare che ai fini della produzione di energia elettrica con impianti eolici, la presenza di vento prevalentemente durante il giorno è un aspetto estremamente positivo, dato che anche i consumi di energia sono più alti di giorno.

minuti) e la curva di potenza dell'aerogeneratore. Per ciascuna classe di velocità v_i , il prodotto della potenza estratta dalla turbina per il numero n_i di ore nel tempo T di persistenza di tale velocità del vento fornisce la produzione di energia E_i . La somma delle produzioni di energia relative a tutte le classi di velocità del vento è pari alla produzione energetica totale nel tempo T :

$$(26) \quad E = \sum_i n_i P_i .$$

Per maggiore chiarezza si veda l'Approfondimento: Stima della producibilità elettrica di un impianto eolico.

Al riguardo è importante osservare che nell'equazione (25) non è il cubo della velocità media del vento che conta, bensì la media dei valori cubici della velocità. Ciò comporta che le velocità più elevate hanno un peso maggiore. Per capire meglio questo punto facciamo un esempio: supponiamo che in un sito soffi un vento con velocità 10 m/s in un giorno (quindi il contributo del fattore v^3 nell'equazione (8) è pari a 1000) e 0 m/s il giorno seguente (contributo del fattore v^3 è in questo caso pari a 0). Il valore medio del fattore v^3 nei due giorni è 500. Se nello stesso sito il vento soffia per due giorni con velocità costante di 5 m/s, il corrispondente valore medio del fattore v^3 è 125, che è pari a $\frac{1}{4}$ del valore del caso precedente.

Inoltre è bene osservare che occorre effettuare precise misurazioni della velocità del vento. Infatti, poiché la potenza resa disponibile dal tubo di flusso che investe il rotore di una turbina eolica è proporzionale al cubo della velocità, un errore sulla misura della velocità del 10% comporta un errore sul calcolo della potenza estraibile, e quindi dell'energia producibile, del 33%.

APPROFONDIMENTO: Stima della producibilità elettrica di un impianto eolico

Il vento è una fonte di energia incostante e aleatoria; il che rende difficile una previsione esatta dell'elettricità ricavabile da un impianto eolico. Tuttavia, conoscendo le caratteristiche del vento in un determinato sito e le caratteristiche tecniche del generatore eolico, è possibile arrivare a una stima realistica della producibilità elettrica in un determinato intervallo di tempo, ad esempio su base annua.

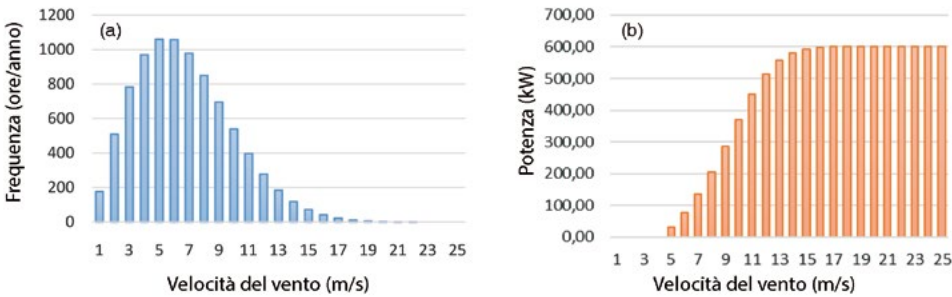


Fig. 35. – (a) Distribuzione delle frequenze della velocità del vento all'altezza del mozzo di una turbina eolica caratterizzata dalla curva di potenza riportata nel quadro (b).

La figura 35 (a) riporta la distribuzione di frequenza delle velocità del vento misurata all'altezza del mozzo di una turbina eolica⁽¹¹⁾ caratterizzata dalla curva di potenza riportata in figura 35 (b).

Tabella IV. – Produzione annua di energia di una turbina Vestas V42.

Velocità del vento [m/s]	Frequenza [ore/anno]	Potenza [kW]	Energia [MWh/anno]
1	177	0,00	0
2	510	0,00	0,0
3	783	0,00	0,0
4	970	0,00	0,0
5	1060	30,4	32,2
6	1058	77,3	81,8
7	979	135	132,2
8	850	206	175,1
9	696	287	199,8
10	539	371	200,0
11	397	450	178,7
12	278	514	142,9
13	185	558	103,2
14	118	582	68,7
15	72	594	42,8
16	42	598	25,1
17	23	600	13,8
18	12	600	7,2
19	6	600	3,6
20	3	600	1,8
21	1	600	0,6
22	1	600	0,6
23	0	600	0,0
24	0	600	0,0
25	0	600	0,0
	8760		1409,9

La Tabella IV riporta i valori della distribuzione di frequenza della velocità del vento di figura 35 (a) e della curva di potenza di figura 35 (b), rispettivamente nella seconda e terza colonna. Per ciascuna classe di velocità, il prodotto della potenza della turbina per il numero di ore di persistenza di tale velocità del vento fornisce la corrispondente produzione di

⁽¹¹⁾ I dati si riferiscono alla turbina Vestas V42, con potenza nominale di 600 kW, diametro delle pale di 42 m e altezza del mozzo di 40 m.

energia. La somma delle produzioni energetiche relative a tutte le classi di velocità del vento (valori riportati nella quarta colonna) dà la produzione energetica annua totale della turbina.

Nel caso esaminato la produzione annua è di 1409,9 MWh/anno che corrispondono a circa 2350 ore annue di funzionamento a potenza nominale continua (600 kW), ovvero ad un coefficiente di utilizzazione del 26,8%.

Esempio 21: Calcolare la potenzialità energetica annuale di un aerogeneratore, dotato di un rotore con pale di 50 m di diametro, esposto a un vento costante di 10 m/s. Si assuma costante la densità dell'aria e pari a 1,225 kg/m³.

Soluzione: La superficie spazzata dalle pale del rotore è

$$A = \pi R^2 = 3,14 \cdot 25^2 = 1962,5 \text{ m}^2.$$

Utilizzando l'equazione (9) risulta quindi

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 = 0,5 \cdot 1,225 \cdot 1962,5 \cdot 10^3 \approx 1,20 \text{ MW}.$$

Tenendo conto che in 1 anno ci sono 31 536 000 secondi, l'energia prodotta in un anno è

$$E = P \cdot 31\,536\,000/8760 = 4\,329\,517\,500 \text{ Wh} \approx 4330 \text{ MWh}.$$

Esempio 22: Una massa di aria che si muove con velocità v investe le pale di raggio R del rotore di un aerogeneratore. Calcolare la quantità di aria Q che passa in un secondo attraverso l'aerogeneratore?

Soluzione: L'area spazzata dal rotore nel suo movimento è $A = \pi R^2$.

Chiaramente la quantità di aria Q è quella contenuta nel volume di area A e altezza v che si trova subito a valle del rotore. Pertanto, indicando con ρ la densità dell'aria, si ha

$$Q = \rho A v.$$

Questa massa possiede un'energia cinetica $\frac{1}{2}mv^2$. Pertanto l'energia che passa in 1 s attraverso l'aerogeneratore è

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

Esempio 23: Un aerogeneratore estrae la potenza $P_e = 2$ MW da un vento che soffia con velocità $v = 13$ m/s. Calcolare il diametro D delle pale del rotore se l'efficienza complessiva dell'aerogeneratore è $\eta = 0,30$. Si assuma la densità dell'aria pari a $\rho = 1,29$ kg/m³.

Soluzione: Dall'equazione (11): $P_0 = P_e / \eta = \frac{1}{2} \rho A v^3$, segue

$$A = \frac{2P_0}{\eta \rho v^3} = \frac{2 \cdot 2 \cdot 10^6}{0,3 \cdot 1,29 \cdot 13^3} = 4705 \text{ m}^2,$$

da cui, ricordando che $A = \pi(D/2)^2$, segue

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4705}{3,14}} = 77,39 \text{ m}.$$

Esempio 24: La potenza nominale di un aerogeneratore è $P_e = 3$ MW con un vento che soffia con velocità $v = 17$ m/s. Calcolare l'efficienza complessiva della turbina sapendo che le pale del rotore hanno un diametro $D = 60$ m. Si assuma la densità dell'aria pari a $\rho = 1,29$ kg/m³.

Soluzione: Dall'equazione (11): $P_0 = P_e / \eta = \frac{1}{2} \rho A v^3$, segue

$$\eta = \frac{P_e}{P_0} = \frac{2P_e}{\rho A v^3} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^6}{1,29 \cdot 3,14 \cdot 30^2 \cdot 17^3} = 0,335.$$

3.4 Il generatore eolico

I generatori eolici, usualmente detti aerogeneratori, sono costituiti essenzialmente da un rotore, formato da alcune pale fissate a un mozzo e progettate per sottrarre al vento parte della sua energia cinetica e trasformarla in energia meccanica. Il rotore è collegato a un generatore che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

A seconda della posizione dell'asse attorno a cui ruota il rotore, si distinguono rotori ad asse orizzontale e rotori ad asse verticale. I primi sono i più noti e diffusi, i secondi sono stati utilizzati fin dall'antichità, ma solo ultimamente sono oggetto di studi e ricerche per migliorarne l'efficienza (i principali vantaggi dell'asse verticale sono: il costante funzionamento indipendentemente dalla direzione del vento, la migliore resistenza anche alle alte velocità dei venti e alla loro turbolenza).

La struttura di un generatore eolico con rotore ad asse orizzontale è schematicamente mostrato in figura 36 (a): un sostegno, formato da fondazioni e torre, reca alla sua sommità una gondola o navicella (figura 36 (b)). In questo involucro sono contenuti l'albero di trasmissione, il moltiplicatore di giri, il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari (sistema frenante e sistema di controllo).

Esistono aerogeneratori diversi per forma e dimensione. Essi possono avere una, due o tre pale di varie lunghezze; quelli con pale lunghe 50 cm vengono utilizzati come caricabatteria, quelli con pale lunghe circa 30 m sono in grado di erogare una potenza di 1500 kW, riuscendo a soddisfare il fabbisogno elettrico giornaliero di circa 1000 famiglie.

Il più diffuso aerogeneratore è costituito da una torre di acciaio di altezza che si aggira tra i 60 e i 100 m, con due o tre pale lunghe circa 20 m e genera una potenza di 600 kW, che equivale al fabbisogno elettrico giornaliero di 500 famiglie. Raddoppiando il diametro del rotore, si ottiene un'area quattro volte più grande, e quindi una potenza in uscita quattro volte maggiore.

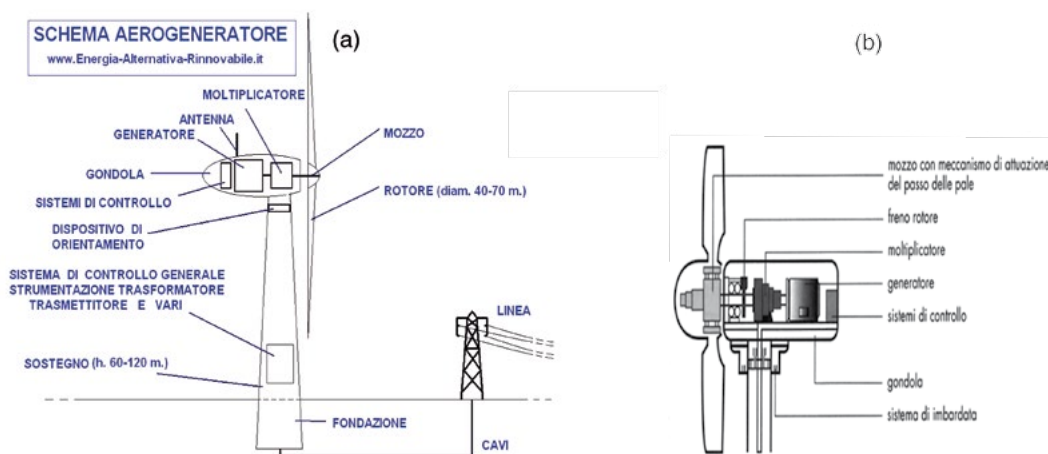


Fig. 36. – (a) Illustrazione schematica di un tipico aerogeneratore ad asse orizzontale e (b) della navicella: le didascalie riassumono il meccanismo di funzionamento di tutti gli elementi costitutivi.

La figura 37 riporta il coefficiente di potenza C_p di turbine eoliche con rotori monopala, bipala e tripala in funzione del rapporto $\lambda = \omega R/v$, tra la velocità tangenziale del rotore all'apice della pala, ωR (dove ω è la velocità angolare della pala e R è il raggio delle pale), e la corrispondente velocità del vento v . Per completezza in figura è anche mostrato l'andamento di C_p per un rotore con infinite pale (curva a punti) e il limite teorico della legge di Betz (curva orizzontale tratteggiata a 0,593).

Dalla figura si nota che

- Per ogni tipo di turbina la corrispondente curva presenta un andamento dapprima crescente e poi decrescente con λ , con un valore massimo dell'ordine di 0,40-0,45. Tale massimo è localizzato a valori di λ crescenti al diminuire del numero delle pale.
- Quante più pale ha il rotore, tanto meno velocemente esso deve ruotare per raggiungere l'efficienza massima. Questo è intuitivo: il vento deve essere intercettato a intervalli regolari; pertanto turbine a una pala devono ruotare più velocemente di quelle a due pale, e così via.
- La massima efficienza di ciascun tipo di turbina si raggiunge quando la velocità periferica del rotore, ωR , ha un determinato valore della velocità del vento v . Per esempio per rotori a due pale $\omega R = 10v$; per rotori a tre pale $\omega R = 6v$. Per rotori più grandi questa

velocità tangenziale è raggiunta a velocità angolari più basse. Ciò comporta che aerogeneratori più grandi ruotano a velocità più basse. Questo comporta anche che, se la velocità di rotazione del rotore è costante, esiste un unico valore della velocità del vento che massimizza il coefficiente di potenza.

- Le moderne turbine lavorano in prossimità del limite teorico (curva punteggiata). Ciò significa che non c'è molto margine per ulteriori miglioramenti.

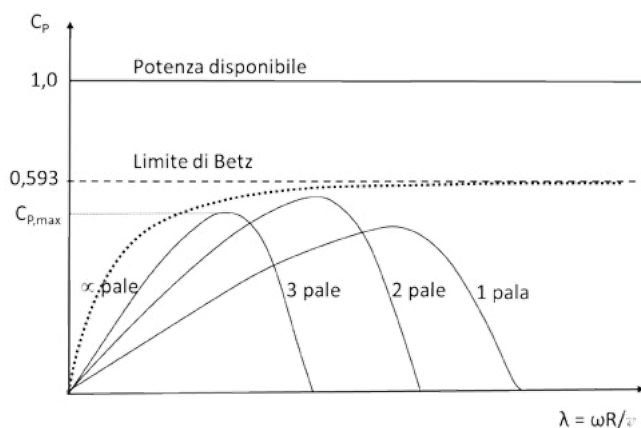


Fig. 37. – Efficienza di alcune turbine eoliche in funzione del rapporto $\lambda = \omega R/v$, tra la velocità tangenziale del rotore all'apice della pala, ωR , e la corrispondente velocità del vento, v . Ogni turbina raggiunge la condizione ottimale per un ben determinato valore di λ , che è più alto al diminuire del numero delle pale.

Come detto in precedenza, un generatore eolico, sia ad asse orizzontale che verticale, richiede una velocità minima del vento (*cut-in speed*) di 4–5 m/s al di sotto della quale non può funzionare; la velocità che permette alla macchina di fornire la potenza nominale di targa è 10–12 m/s. Ad elevate velocità (20–25 m/s) l'aerogeneratore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il bloccaggio può avvenire con freni che bloccano il rotore o con metodi che si basano sul fenomeno dello stallo e “nascondono le pale al vento”. Sono stati messi a punto anche dei rotori con pale mobili che, variando l'inclinazione delle pale al variare della velocità del vento, riescono a mantenere costante la quantità di elettricità prodotta dall'aerogeneratore.

3.4.1 Classificazione degli impianti eolici

Gli impianti eolici sono spesso classificati in base alla potenza nominale: si parla di micro-eolico per impianti con potenze inferiori ai 20 kW; di mini-eolico, per impianti con potenze nominali comprese tra i 20 kW e i 200 kW; e di eolico di grande taglia, per impianti di potenze superiori.

Gli impianti eolici possono anche essere classificati come impianti per utenze isolate e impianti connessi alle reti elettriche già esistenti. Impianti del primo tipo sono quelli utilizzati per la produzione di energia elettrica “di servizio” per l'alimentazione di apparecchiature poste in luoghi isolati (sistemi *off-grid*), come ripetitori radio, sistemi di monitoraggio della qualità dell'aria, impianti di segnalazione, impianti di pompaggio delle acque, impianti di dissalazione di acqua marina e altri. Si tratta usualmente di piccoli aerogeneratori di potenza

inferiore a 1 kW con rotor di 1–2 m, spesso utilizzati insieme a sistemi fotovoltaici.

Altri impianti del primo tipo sono quelli utilizzati per l'alimentazione di case isolate non allacciate alla rete. Tali impianti sono costituiti da aerogeneratori di piccola taglia (3–20 kW) e da un sistema di accumulo (batteria) dell'energia elettrica prodotta nei momenti di vento favorevole. Queste applicazioni hanno diffusione limitata nei Paesi industrializzati, ma potrebbero avere prospettive interessanti nei Paesi in via di sviluppo con elevata ventosità.

Gli impianti eolici del secondo tipo, concepiti per essere connessi alla rete, si suddividono in due categorie: quelli per la produzione di elettricità per l'alimentazione di piccole reti e quelli collegati alla rete nazionale. Nel primo caso si tratta di impianti situati su piccole isole o in aree remote che sono alimentate da sistemi elettrici non connessi con la rete nazionale. Anche per questa tipologia di sistemi si può prevedere l'impiego congiunto di eolico e fotovoltaico (impianti ibridi), che potrebbero, in alcuni casi, integrarsi a vicenda su base annua.

L'applicazione di maggior interesse per l'eolico è l'alimentazione delle grandi reti nazionali; per questo scopo sono utilizzate macchine di taglia medio-grande installate singolarmente o in gruppi di unità con potenze totali dell'ordine di alcuni megawatt o di alcune decine di megawatt.

Esempio 25: Un aerogeneratore con un rotore a due pale è progettato per raggiungere la massima efficienza al valore $\lambda = 6$, quando la velocità del vento è $v = 15$ m/s. Qual è la velocità angolare di progetto per pale di diametro $D = 30$ m.

Soluzione: Ricordando che $\lambda = \omega R/v$, dove $R = D/2$ è il raggio delle pale, segue che

$$\omega = \frac{\lambda v}{R} = \frac{2\lambda v}{D} = \frac{2 \cdot 6 \cdot 15}{30} = 6,0 \text{ rad/s},$$

ossia una frequenza di $n = 60 \cdot \omega/2\pi = 57,3$ giri al minuto.

3.5 I parchi eolici

Un parco eolico (in inglese *wind farm*) è costituito da un gruppo di turbine eoliche situate nello stesso sito, interconnesse tra loro da una rete di collegamento a medio voltaggio, che raccoglie l'energia prodotta da ciascuna turbina e la convoglia ad una stazione di raccolta, dove un trasformatore converte la corrente elettrica a medio voltaggio in corrente ad alta tensione e la immette nel sistema di trasmissione e distribuzione. Sono delle vere e proprie centrali elettriche.

Nei parchi eolici la distanza tra gli aerogeneratori non è casuale, ma viene calcolata per evitare interferenze reciproche che potrebbero causare diminuzioni di produzione di energia. La ragione di ciò è chiara ricordando il profilo del vento a valle di un aerogeneratore illustrato nella figura 31. Di regola gli aerogeneratori vengono situati ad una distanza di almeno 5–10 volte il diametro delle pale. Nel caso di un aerogeneratore medio, con pale lunghe circa 20 m, questo significa che la distanza tra gli aerogeneratori nella direzione del vento può arrivare a quasi 500 metri.

Un grande parco eolico può essere formato da decine fino a più di cento turbine singole e copre un'area di diversi chilometri quadrati: poiché però l'area occupata dai singoli generatori eolici è molto piccola, tutte le zone tra una turbina e l'altra possono essere destinate ad altro uso, come, per esempio, l'agricoltura o l'allevamento di bestiame.

I più grandi parchi eolici su terraferma (*onshore*) sono costituiti da centinaia di turbine e hanno una potenza installata di circa 1 GW. I parchi eolici più recenti tendono ad essere situati ad alcune miglia dalla costa di mari, oceani e anche di grandi laghi (impianti *offshore*), dove è possibile sfruttare i forti venti che soffiano senza essere rallentati da ostacoli.

Una ragione per scegliere grandi aerogeneratori è rappresentata dall'economia di scala nelle turbine eoliche, nel senso che macchine più grandi sono in grado di fornire energia elettrica a costo più basso. Inoltre, macchine di taglia grande sono più adatte per impianti eolici *offshore*. Al contrario, alcune ragioni per scegliere macchine piccole possono essere: la minore fluttuazione di elettricità nel caso di uso di molte macchine piccole rispetto a poche macchine grandi, la distribuzione del rischio, in caso di guasto temporaneo, considerazioni estetiche legate all'impatto visivo.

3.6 Impianti eolici offshore: vantaggi e problematiche

La necessità di evitare eccessive concentrazioni di aerogeneratori sulla terraferma e le frequenti opposizioni alla loro realizzazione sono state le ragioni che hanno indotto a puntare sulle centrali eoliche *offshore*, in particolare da parte di alcuni paesi del Nord Europa dove sono peraltro presenti ampie zone di mare con bassi fondali nei pressi delle coste.

Il crescente sviluppo delle centrali eoliche *offshore* è anche dovuto al fatto che i siti eolici nel mare possono essere reperiti con più facilità in quanto:

- esistono maggiori spazi a disposizione;
- gli aerogeneratori installati in mare possono produrre un impatto visivo più ridotto che sulla terraferma e quindi risultare più accettabili alla popolazione, soprattutto se vengono collocati distanti dalla riva e dipinti con colori mimetici;
- le centrali in mare possono essere più produttive di quelle sulla terraferma poiché il regime dei venti nel mare è spesso più favorevole e la velocità del vento presenta valori medi annui più alti e distribuzioni nel tempo più uniformi;
- in mare possono essere trasportati ed installati con abbastanza facilità e ridotte problematiche aerogeneratori di grande taglia che consentono di sfruttare maggiormente il vento e di occupare minori spazi a parità di potenza installata; ciò può non avvenire sulla terraferma, soprattutto se le aree ventose si trovano in presenza di orografia complessa e viabilità tortuosa, come spesso accade in ampie zone dell'Italia.

Agli aspetti favorevoli per le centrali *offshore* sopra indicati si contrappongono tuttavia diverse problematiche specifiche più sfavorevoli, connesse soprattutto alla realizzazione delle strutture di sostegno degli aerogeneratori, al trasporto a terra dell'energia elettrica prodotta (da effettuarsi con cavi sottomarini), agli interventi di manutenzione e ai pericoli di corrosione derivanti dall'ambiente marino umido e salmastoso.

Tutte queste problematiche comportano per le centrali eoliche *offshore* costi di impianto e di manutenzione più elevati rispetto a quelli delle centrali sulla terraferma. Tali costi possono venire parzialmente compensati da una maggiore produzione di energia delle centrali

eoliche in mare dovuta alle migliori condizioni anemologiche.

Le coste dei paesi dove sono installati i principali parchi eolici *offshore* attualmente esistenti sono caratterizzate da fondali non troppo profondi. Questo permette un ancoraggio saldo degli aerogeneratori al sottoscuolo marino per mezzo di fondazioni. Al contrario, le coste italiane (e quelle di altri paesi come Cina, Stati Uniti, Giappone e Spagna) presentano fondali molto profondi già a pochi chilometri dalla costa, il che richiede nuove soluzioni rispetto all'eolico *offshore* convenzionale, come piattaforme galleggianti o semisommerse, ancorate al sottoscuolo per mezzo di tiranti o catene. Più in generale tale soluzione riscuote particolare interesse in quanto consentirebbe di sfruttare la fonte eolica anche in mare aperto. Diretta conseguenza di questa attuale limitazione è che la quasi totalità dei parchi eolici *offshore* è oggi installata nel nord dell'Europa, come mostrato nella Tabella V, che presenta la capacità mondiale nominale di generatori eolici *offshore* installati a fine 2102.

Danimarca e Regno Unito possiedono il maggior numero di *wind farm offshore* (oltre il 71% della potenza mondiale); al 2013 il più grande parco eolico al mondo, denominata *London Array*, si trova nell'estuario del Tamigi, con 175 turbine situate oltre 20 km dalla costa con una potenza complessiva di 630 MW.

Tabella V. – Potenza eolica mondiale *offshore* installata al 31 dicembre 2012
(fonte: *Global Wind Energy Council, 2013*).

Paese	Capacità istallata	
	[MW]	%
Regno Unito	2948	54,4
Danimarca	921	17,0
Cina	390	7,2
Belgio	380	7,0
Germania	280	5,2
Olanda	247	4,6
Svezia	164	3,0
Resto del mondo	85	1,6
Totale	5415	100,0

3.6.1 Strutture di sostegno degli aerogeneratori offshore in acque profonde

In figura 38 sono rappresentate le diverse tipologie delle strutture di sostegno degli aerogeneratori *offshore* in funzione della profondità del fondale marino. Nel primo caso, in cui l'altezza del fondale è compresa tra 0 e 30 m (acque basse), la turbina è inserita direttamente nel fondale tramite fondazioni; nel secondo caso, dove la profondità del mare è compresa tra 30 e 60 m (acque intermedie), il sistema eolico è posto per una piccola parte dentro il fondale e viene stabilizzato con cavi; nel terzo caso, in cui il fondale varia dai 60 m fino a 300 m (acque profonde), la turbina, non potendo essere inserita direttamente nel fondale a causa dell'elevata profondità, viene installata su un supporto galleggiante ancorato per mezzo di tiranti o catene.

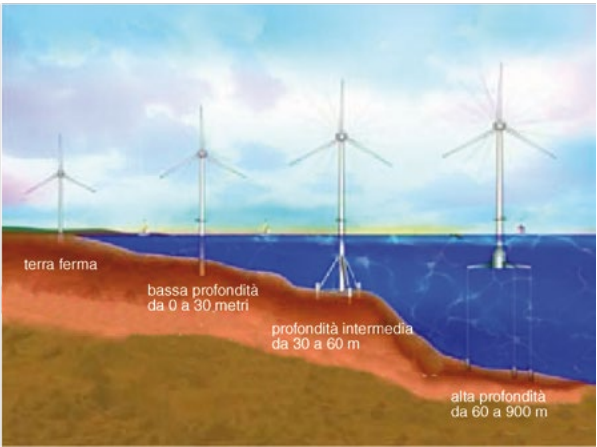


Fig. 38. – Schema delle tipologie di turbine in relazione alla profondità del fondale confrontate con una turbina *onshore*.

Quasi tutte le centrali *offshore* in esercizio o in avanzato progetto in Europa sono situate in acque basse (vedi figura 39) , in quanto tale condizione implica minori costi di realizzazione.

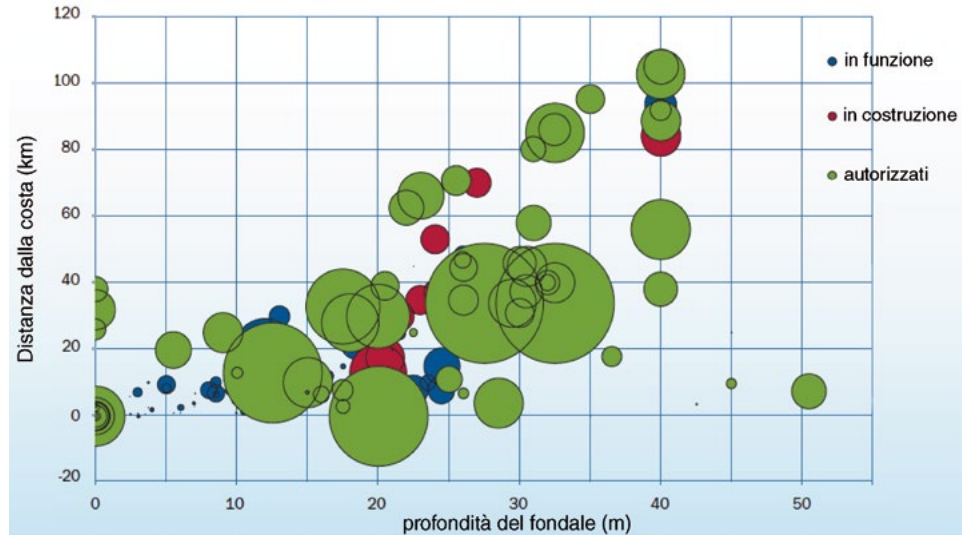


Fig. 39. – Profondità media e distanza dalla costa dei parchi eolici in funzione, in costruzione o autorizzati in Europa al 2013 (fonte: *The European offshore industry key trends and statistics 2013* EWEA 2014).

Negli ultimi anni si stanno sviluppando diversi progetti che indagano la fattibilità tecnica ed economica di sistemi di sfruttamento di energia eolica in acque profonde oltre 60 metri. A tali profondità, a livello teorico, il costo dell’installazione di aerogeneratori con strutture di fondazione è molto più elevato rispetto all’installazione di turbine su strutture galleggianti o semisommerse ancorate con sistemi di ormeggio.

Al giorno d'oggi la ricerca tecnologica non è ancora matura per l'effettiva realizzazione di parchi eolici in acque profonde. Numerosi sono i problemi da tenere in considerazione sia di carattere economico legati alla costruzione ed al trasporto della struttura di ancoraggio sia, e soprattutto, di carattere ingegneristico. È infatti necessario uno studio approfondito dell'interazione tra la piattaforma e la turbina eolica allo scopo di garantire la stabilità dell'intera struttura. Un altro aspetto da non sottovalutare è la necessità di mantenere l'allineamento tra l'aerogeneratore ed il vento in modo da garantire un buon funzionamento e quindi una buona riproducibilità. È bene notare al riguardo che i sistemi di sostegno delle strutture galleggianti al fondo del mare, che dipendono dal tipo di struttura adottato, dalla profondità del mare e dalle caratteristiche del fondo stesso, hanno un peso rilevante (circa il 24%) sul costo totale di un impianto eolico *offshore* in acque profonde.

3.6.2 Tipologie delle strutture galleggianti degli impianti offshore in acque profonde

Il sistema galleggiante è composto di due parti essenziali: la turbina eolica rigidamente fissata sulla piattaforma e la piattaforma galleggiante con il suo apparato di ancoraggio. Di norma un impianto eolico *offshore* galleggiante contiene più aerogeneratori da disporre a notevoli distanze tra di loro in modo da ridurre gli effetti delle scie aerodinamiche. Una sottostazione elettrica, anch'essa galleggiante, raccoglie l'energia prodotta dagli aerogeneratori, la porta a tensione più alta e, tramite cavi elettrici posati sul fondale marino, la invia sulla terraferma.

Le principali strutture galleggianti di sostegno che sono state ipotizzate possono essere concettualmente suddivise in funzione della modalità adottata per la stabilizzazione (vedi figura 40):

- Stabilizzazione con peso (*Ballast Stabilized*). Tale configurazione prevede di contrastare le spinte del vento e del mare tramite una grande zavorra di forma cilindrica posizionata nella zona inferiore della struttura galleggiante ed ancorata al fondale attraverso ormeggi.
- Stabilizzazione con tiranti (*Mooring Line Stabilized* o *Tension Leg Platfor*). La stabilizzazione viene effettuata tramite tiranti verticali ancorati ai vertici della struttura galleggiante.
- Stabilizzazione con forma (*Buoyancy Stabilized*). La piattaforma presenta una base orizzontale molto ampia, tale da poter supportare l'intera struttura. Alcuni ormeggi, come nel primo caso, ne assicurano la stabilità.

I sistemi di ormeggio delle strutture galleggianti per aerogeneratori assumono compiti differenti in funzione del metodo adottato per la stabilizzazione. Nei casi delle strutture galleggianti stabilizzate con peso o con forma (prima e terza rappresentazione di figura 40) le linee di ormeggio hanno fundamentalmente il compito di garantire che le stesse strutture mantengano la loro posizione seppure con ampi movimenti, mentre la stabilità delle strutture è garantita rispettivamente dalla distribuzione del loro peso e dalla loro forma. Nel caso delle strutture galleggianti stabilizzate con tiranti, i sistemi di ormeggio hanno invece il duplice compito di stabilizzare la struttura galleggiante e di garantire che la stessa mantenga la posizione.

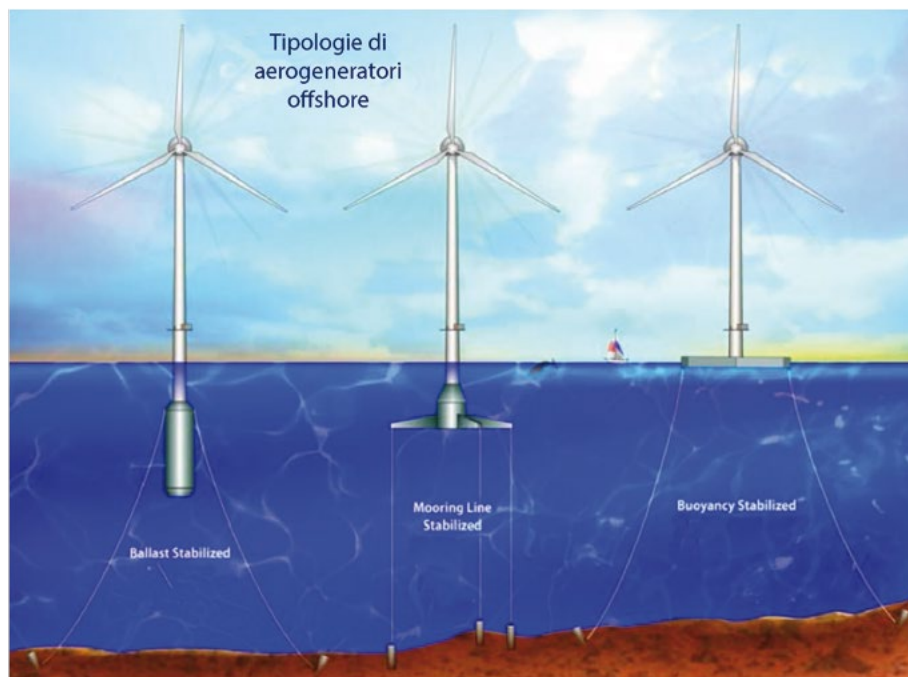


Fig. 40. – Sistemi di ancoraggio di aerogeneratori in acque profonde (superiori ai 60 m).

APPROFONDIMENTO: Studi per strutture galleggianti

Negli ultimi anni sono stati effettuati numerosi studi sulla possibilità economica e strutturale della realizzazione di impianti eolici *offshore* montati su strutture galleggianti. Quello che è emerso dai primi studi è stato che queste strutture sono tecnicamente fattibili, ma economicamente svantaggiose con un costo che supera di tre volte quello di un impianto *onshore*. Tuttavia l'evoluzione della tecnologia porterà con buone speranze ad un abbattimento dei costi, come è avvenuto per gli impianti *offshore* con fondazioni.

Tra le strutture galleggianti di supporto per gli aerogeneratori, un valido punto di riferimento è rappresentato dalla proposta olandese *Dutch Tri-floater* formulata per sostenere aerogeneratori galleggianti da 5 MW. Tale proposta, rappresentata in figura 41, è del tipo *Booyancy Stabilized* con linee di ormeggio tese in modo da ridurre i movimenti. È stata considerata per un aerogeneratore disposto in acque con profondità superiore ai 50 metri. La quota a cui posizionare il mozzo è stata determinata in modo da ottimizzare i costi di realizzazione della struttura galleggiante ed è risultata apprezzabilmente inferiore al diametro del rotore, diversamente da quanto avviene usualmente nelle installazioni terrestri dove le due dimensioni sono paragonabili. Tale soluzione, che risulta la più economica, è valida poiché nel mare il profilo del vento varia di meno con l'altezza rispetto a quanto avviene sulla terraferma.



Fig. 41. – Proposta *Dutch Tri-floater* per il sostegno degli aerogeneratori galleggianti.

La piattaforma galleggiante, identificata dopo che sono state esaminate numerose soluzioni, è essenzialmente formata da tre serbatoi cilindrici galleggianti (diametro 8 m e altezza 24 m) sommersi, in condizione di quiete, per metà della loro altezza e connessi ad una struttura reticolare che sostiene al centro la torre dell'aerogeneratore. I tre serbatoi, posizionati al vertice di un triangolo equilatero, sono dotati di un ampio piatto che contribuisce a smorzare le oscillazioni della piattaforma. La parte inferiore di ogni serbatoio è separata da quella superiore mediante un setto tale da consentire di poter imbarcare un quantitativo di acqua che possa agire come zavorra.

La struttura galleggiante è stata prevista ancorata al fondale mediante 6 linee di ormeggio ciascuna delle quali formata da un tratto iniziale, collegato alla piattaforma, costituito da una fune metallica, un successivo tratto costituito da una catena e un dispositivo di ancoraggio fissato sul fondo del mare. I dispositivi di ancoraggio sono di tipo a suzione, ossia formati da un cilindro cavo che viene risucchiato nel terreno tramite aspirazione dell'acqua contenuta originariamente al suo interno.

Per la struttura proposta sono stati analizzati tramite dei programmi numerici il movimento della piattaforma prodotto dalla spinta del vento e la reazione della struttura al moto ondoso; è stata inoltre effettuata un'analisi economica sulla costruzione della piattaforma, il trasporto ed il montaggio in mare.

In figura 42 è mostrata la configurazione esaminata dalla società RSE SpA (Ricerca sul Sistema Energetico)⁽¹²⁾ allo scopo di analizzare in dettaglio la stabilizzazione con tiranti

⁽¹²⁾ Ricerca sul Sistema Energetico è una società per azioni italiana, controllata dal Gestore dei Servizi Energetici, per lo sviluppo di attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali.

Tension Leg Platform. Sono state ricavate informazioni sul comportamento di tale metodo di stabilizzazione al variare delle modalità di collegamento al fondo del mare che sono state previste sia con tiranti (verticali o con ridotte inclinazioni) sia, opzionalmente, anche con cavi diagonali. Tramite un modello di calcolo statico semplificato sono stati valutati i movimenti della struttura galleggiante e le forze che si scaricano sui dispositivi di ancoraggio. In tale analisi si sono considerate differenti profondità del mare, diverse inclinazioni dei tiranti e la presenza o l'assenza dei cavi diagonali. I risultati ottenuti hanno permesso di ritenere più interessante la soluzione con tiranti verticali, in quanto richiede tiranti con sezione leggermente minore, genera più contenute forze orizzontali sui dispositivi di ancoraggio e produce minori inclinazioni della piattaforma, che tuttavia presenta importanti traslazioni orizzontali. Tale problema potrebbe essere risolto inserendo dei tiranti diagonali che comporterebbero un costo aggiuntivo e maggiori carichi orizzontali sui dispositivi di ancoraggio.

Dopo aver analizzato piattaforme galleggianti di forma diversa, è stata scelta la struttura a base esagonale, *EsaFloater*, rappresentata in figura 42. La piattaforma serve a dare stabilità alla struttura in fase di traino in mare e viene completamente immersa dopo l'installazione in sito; in corrispondenza dei vertici di tale esagono sono previsti galleggianti collegati al fondale tramite tiranti. Analisi dettagliate hanno permesso di determinare che questa piattaforma, rispetto alle altre strutture studiate, garantisce migliore stabilità, richiede minori sforzi ai tiranti ed è più robusta rispetto ad eventi imprevisti come la rottura di un tirante. I tiranti che vengono utilizzati sono corde intrecciate, scelte soprattutto per la loro resistenza nel tempo.

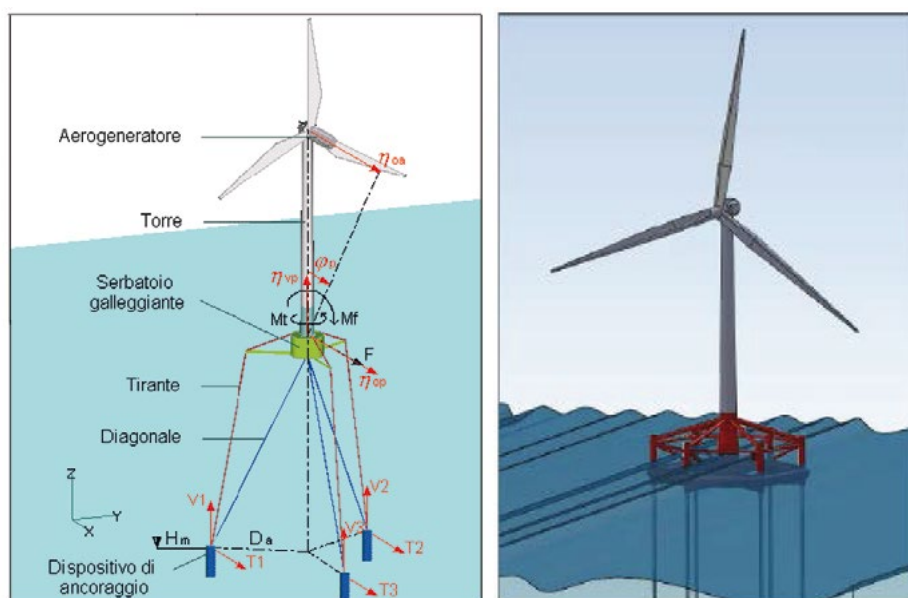


Fig. 42. – Struttura di sostegno per aerogeneratori in acque profonde esaminata da Ricerca Sistema Energetico (RSE) e proposta per il sostegno di aerogeneratori galleggianti.

RSE ha condotto valutazioni tecniche ed economiche sulla fattibilità di un progetto di una centrale eolica galleggiante, da realizzare al largo delle coste italiane. Si suppone di localizzare la centrale a circa 20 km dalla costa e di utilizzare 24 aerogeneratori tripala da 6 MW (della tipologia presente sul mercato *offshore* e con caratteristiche tecniche già evolute) sostenuti da piattaforme galleggianti del tipo *EsaFloater*. La potenza installata complessiva dell'impianto risulterebbe quindi essere di 144 MW. Con le ipotesi fatte, ed assumendo un costo degli aerogeneratori (rotore, navicella e torre) allineato ai prezzi correnti, il costo specifico indicativo dell'impianto è stato stimato all'incirca di 3,5 milioni di €/MW, ossia attorno a 2-2,5 volte quello dell'eolico terrestre. Riduzioni di costo della parte cantieristica (20-50%) sono però possibili ottimizzando progetto e produzione.

3.7 L'energia eolica ad alta quota

Come abbiamo detto in precedenza, in generale l'orografia del terreno funge da ostacolo al fluire del vento, rallentandolo e rendendolo instabile; salendo di quota il vento comincia a riacquistare energia e ad apparire molto più uniforme e soprattutto stabile.

La circolazione aerea di alta quota genera due fasce altamente ventilate, una passa per la Terra del fuoco, l'altra proprio sopra all'Europa e agli Stati Uniti. L'altezza del nastro europeo va da circa 500 m sino a circa 10 km di altitudine mentre la larghezza è variabile da 4000 a 5000 km. I dati salienti sono una potenza media di 2 kW/m² e un numero di ore annuali pari a circa 7000.

Osservando la figura 43 e considerando che la potenza di un generatore eolico scala come il cubo della velocità del vento, si comprende come questa grande disponibilità di vento sia in potenza che in termini di ore annue, modifica le carte in tavola e rende l'energia eolica di alta quota (HAWE, *High-Altitude Wind Energy*) molto più appetibile anche nelle zone che prima erano considerate di scarso interesse. Il solo ostacolo è proprio il fattore che tanto premia l'energia eolica: l'altezza. Come fare a superare le altezze limite delle torri attuali?

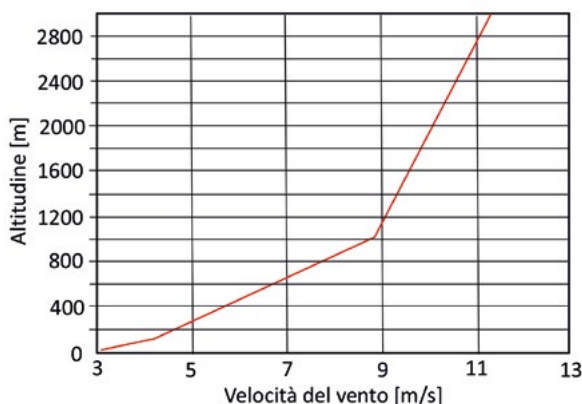


Fig. 43. – Velocità del vento in funzione dell'altitudine: dati basati sulla velocità media del vento in Europa a 3 m/s al livello del terreno.

3.7.1 Il kite

L'anno fondamentale per la ricerca moderna sui kite è il 1980 in cui Myles Loyd, un ingegnere impiegato al *Lawrence Livermore National Laboratory* (in California), per primo pubblicò i risultati delle sue analisi sulle potenzialità energetiche del sistema e registrò un proprio brevetto per lo sfruttamento industriale del concetto.

Sfortunatamente a quei tempi la tecnologia non era ancora matura per una realizzazione pratica, i costi dei materiali erano elevati e i computer non permettevano di calcolare in tempo reale eventuali correzioni alla traiettoria del *kite*. Nel suo articolo Loyd arriva a dimostrare che un *kite* utilizzato in modalità *crosswind* (cioè con moto perpendicolare alla velocità del vento) può sfruttare al massimo l'energia eolica, ricavando energia sufficiente per mantenersi in volo e generare energia elettrica.

Nell'ultimo decennio numerose società, partendo dai risultati di Loyd, hanno sviluppato differenti approcci per realizzare dei moderni *Crosswind Kite Power System* (CWKPS), ed è nato un ente internazionale che monitora l'avanzamento delle differenti ricerche ed organizza conferenze internazionali annuali, l'*Airborne Wind Energy Conference*.

La produzione industriale di CWKPS non è ancora stata avviata, tuttavia esistono già una serie di prototipi che sfruttano differenti tipologie di *kite*.

A titolo di esempio si riportano di seguito i progetti di due società: la Makani Power e l'italiana KiteGen. Entrambe lavorano su sistemi di tipo CWKPS ma con approcci differenti che ne determinano forme e caratteristiche ben diverse.

La Makani Power produce meccanismi molto simili a quello descritto da Loyd nel suo lavoro; in pratica si tratta di piccoli robot quadri-elica che ricordano la forma di un aeroplano ed appartengono alla categoria dei CWKPS con generatore a bordo, situazione che determina un peso maggiore del veicolo ma che libera anche dal vincolo di dover trasferire a terra la forza di traino.

La KiteGen invece mantiene a terra il generatore e sfrutta dei *kite* molto simili a quelli usati dai *kitesurfer* che fanno ruotare una turbina incaricata di produrre energia.

3.7.2 Makani Power

La Makani Power ("makani" significa brezza in lingua hawaiana) è una *start-up* californiana.

L'idea alla base è che un aereo ultra-leggero ad elica agganciato a terra (*kite*), che percorre una traiettoria circolare, possa sostenersi in volo soltanto con la forza del vento; l'energia aggiuntiva a quella necessaria a mantenere il volo può essere utilizzata per elettro-generazione.

La società stessa ha brevettato una speciale turbina superleggera ad alto rendimento chiamata *Airborne Wind Turbine* (AWT) che è collegata direttamente alle speciali eliche che vengono usate come rotor: la corrente prodotta viene trasmessa a terra tramite il cavo di aggancio.

Il sistema di volo è completamente automatizzato dall'inizio di maggio 2013 ed anche quello di attracco e di rilascio-decollo non necessitano di intervento umano e possono essere programmati per attivarsi in presenza del vento necessario al sostenimento del veicolo. La salita in quota e la discesa vengono garantite dalle eliche che in questa fase funzionano come eliche classiche.

Le ATW attualmente in lavorazione sono le M600, destinate ad installazioni *onshore*, da

600 kW ognuna con una efficienza del 60%, molto superiore alle moderne turbine eoliche. L'output in uscita è elevato grazie alla densità energetica dell'area spazzata alla quota di 250 m (questo veicolo, stando a recenti dichiarazioni, volerà tra i 140 m e i 310 m). È previsto lo sviluppo della futuristica M5, dedicata a installazioni *onshore*, e sarà una ATW da 5 MW dall'apertura alare di 80 m e traiettoria circolare tra i 250 m e i 600 m. Sia le M600 che le M5 saranno dotati di 8 eliche; dettagli maggiori sulla struttura dei veicoli sono reperibili direttamente sul sito della Makani Power.

Alcuni tra i vantaggi offerti da tale soluzione sono:

- Leggerezza. Stando ai dati rilasciati direttamente dall'azienda, per costruire un aerogeneratore serve circa 1/10 del materiale utilizzato per un aerogeneratore standard e un volume molto ridotto; questo permette di abbattere i costi e i tempi di costruzione, trasporto ed installazione.
- Più siti accessibili. Grazie alle ridotte dimensioni della piattaforma di aggancio, anche l'ubicazione di essa risente di maggiori libertà rispetto a quelle già garantite dall'accesso all'alta quota e con le specifiche attuali il terreno statunitense (*onshore*) utilizzabile aumenta di quattro volte, raggiungendo il 69% della superficie totale.
- Maggiore sfruttamento dello spazio. Le tradizionali pale eoliche devono stare a distanze di almeno 5–10 volte il loro diametro mentre nel caso delle ATW è sufficiente la lunghezza del cavo di 700–800 m.
- L'applicazione *offshore* presenta vantaggi ancora maggiori perché, grazie alla leggerezza dell'impianto e l'assenza degli imponenti momenti torcenti a cui una pala eolica è solitamente sottoposta, i costi di ancoraggio sono notevolmente inferiori. Tale soluzione permette un ancoraggio in acque più profonde dei 30 m che rappresentano il limite odierno e le stime parlano della possibilità di accedere fino ai 90 m di profondità, estendendo notevolmente l'area ricopribile e la potenza raggiungibile.
- Traffico aereo non compromesso. Data la quota massima di volo prevista di 600 m, non è necessario apportare complicate modifiche al traffico aereo sulle aree di installazione.

3.7.3 KiteGen

La KiteGen propone differenti tipologie di CWKPS accomunate da alcuni concetti di base.

Il compito di estrarre energia dal vento troposferico è dato a dei profili alari di potenza, in pratica grandi ali semi-rigide ad alta efficienza aerodinamica (molto simili a quelle utilizzate per il *kite-surf*), pilotate automaticamente da terra da una *Kite Steering Unit*, KSU. I dati su posizione, velocità e inclinazione del *kite* sono trasmessi da sensori installati sul profilo alare ad un software che calcola in tempo reale le modifiche da apportare alla traiettoria.

Tutti i macchinari pesanti per la produzione di energia sono posti a terra.

I due sistemi sono connessi con dei cavi ad alta resistenza che trasmettono la trazione delle ali e allo stesso tempo ne controllano direzione e angolo al vento.

Nei prototipi attuali uno speciale braccio a cui sono ancorati i cavi trasmette la trazione all'alternatore che produce energia elettrica. Altri prototipi per ora teorici non necessiteranno di braccio.

In seguito allo sviluppo teorico di base si è scelto di programmare il software delle KSU per far compiere al *kite* un movimento che è stato chiamato configurazione a yoyo (vedi

figura 44) poiché il profilo alare sembra andare su e giù appunto come uno yoyo. In pratica si tratta di una serie di traiettorie ad 8 compiute man mano che il cavo viene rilasciato, una volta raggiunta la lunghezza massima il *kite* è messo in stallo e il cavo viene ritirato. La fase di riavvolgimento costa una piccola frazione dell'energia prodotta dal resto del movimento ma è necessaria a chiudere il ciclo.

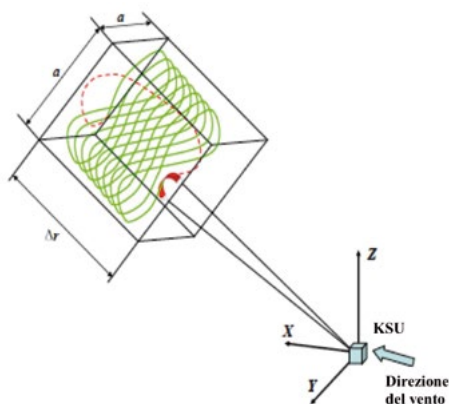


Fig. 44. – Schema della configurazione a yoyo.

Prima le simulazioni software e in seguito la messa in opera del primo prototipo, hanno confermato la configurazione di volo a yoyo essere quella ottimale.

Nel settembre 2007 è stato realizzato il prototipo KSU1 il cui scopo principale era di verificare la bontà del *software* di correzione della traiettoria e l'affidabilità delle simulazioni fatte in precedenza. Si tratta di una versione primordiale dello Stem, sprovvisto di braccio rotore, ove gli alternatori sono collegati al meccanismo di srotolamento. I risultati ottenuti sono stati molto buoni: viaggiando ad una altezza massima di 800 m e compiendo vari cicli, KSU1 ha fornito una potenza media di 5 kW e una potenza di picco di 30 kW, mentre il vento a terra aveva una velocità 4,5 m/s.



Fig. 45. – Impianto KiteGen realizzato a Sommariva Perno, in provincia di Cuneo.

A Sommariva Perno (in provincia di Cuneo) è stato in seguito realizzato il primo prototipo da 3 MW che sfrutta un *kite* ancorato ad un braccio metallico lungo 20 m, agganciato all'alternatore contenuto in una cupola alta 6 m, come mostrato in figura 45.

3.8 Valutazione del potenziale della risorsa eolica in Italia

Nel 2002 il CESI, oggi RSE (Ricerca sul Sistema Energetico), in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova, ha realizzato l'Atlante eolico interattivo dell'Italia che contiene informazioni sul potenziale eolo-energetico in mare fino a 40 km al largo delle coste italiane e per diverse altezze sul livello del mare. Questo lavoro traccia per la prima volta con sufficiente dettaglio un quadro d'insieme delle risorse eoliche italiane. I risultati sono stati riportati sotto forma di serie di mappe che descrivono la distribuzione sul territorio dei valori stimati di velocità media annua del vento e dei corrispondenti valori di producibilità specifica di un ipotetico aerogeneratore tipo.

Per la velocità media annua del vento sono disponibili quattro distinte serie di tavole, ciascuna delle quali riporta i valori di velocità media annua rispettivamente all'altezza di 25, 50, 75 e 100 metri dal suolo. I dati sono deducibili dalla colorazione delle diverse aree sulla base della scala cromatica riportata in calce ad ogni tavola. Individuato sulla mappa il punto d'interesse, il colore dell'area in cui esso si trova fornisce l'intervallo entro il quale si stima essere compresa la velocità media annua del vento. Nella figura 46 sono riportate le mappe di sintesi della velocità media annua del vento a 25 m ed a 100 m dal suolo: si può osservare come la velocità media del vento cresca al crescere della quota.

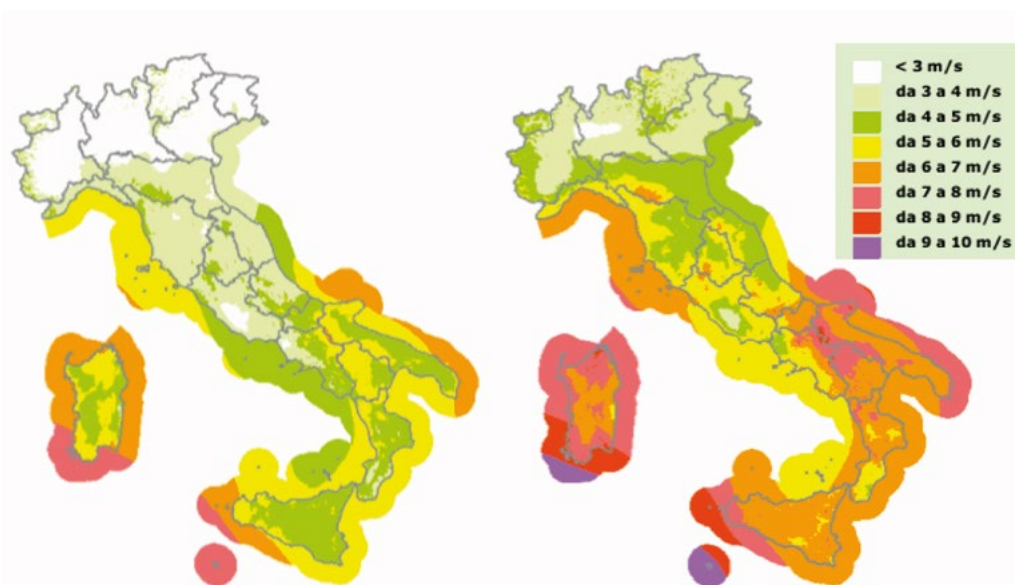


Fig. 46. – Mappa della velocità media annua del vento a 25 m e 100 m sul livello del terreno (fonte: Atlante eolico interattivo RSE).

Una valutazione del potenziale eolico italiano è stata svolta dal CESI nel rapporto “Analisi di dettaglio sulla tecnologia eolica e valutazioni conclusive”, redatto da C. A. Casale nel 2005 nell’ambito della cosiddetta “Ricerca di Sistema”, a valle di un più ampio programma di ricerca che aveva condotto da un lato alla costruzione del sopra citato Atlante Eolico dell’Italia, dall’altro all’approfondimento di aspetti critici per la fattibilità tecnico economica di impianti eolici in siti non convenzionali, in particolare in aree montane e *offshore*. Di seguito si sintetizzano alcune conclusioni di questo rapporto.

L’accertamento dell’idoneità di un sito ad ospitare un impianto di generazione da fonte eolica richiede la verifica dell’esistenza contemporanea di numerose condizioni, quali:

- adeguata ventosità, con andamento di velocità e direzione del vento sufficientemente omogeneo sull’area interessata;
- disponibilità di terreno privo d’irregolarità e ostacoli e di impiego marginale (agricoltura estensiva, pascolo ecc.) che abbia un’area adeguata ad ospitare un numero sufficiente di aerogeneratori e che sia libero da vincoli ambientali;
- assenza di insediamenti abitativi nelle immediate vicinanze del sito, almeno entro qualche centinaio di metri;
- esistenza di un sistema viario di collegamento alla rete stradale;
- presenza di una rete elettrica che sia in grado di assorbire l’energia prodotta dall’impianto eolico senza richiedere la costruzione di linee di collegamento di eccessiva lunghezza.

Con siti eolici di potenziale significativo, che impegnano aree dell’ordine di uno o più chilometri quadrati, è inoltre necessario, dopo un primo accertamento puntuale dell’esistenza di risorse adeguate, verificare l’andamento di tali risorse sul terreno circostante la stazione utilizzando opportuni modelli matematici che tengano conto dell’orografia. Meglio ancora, l’utilizzo di questi modelli può essere affiancato e/o validato da misure condotte, anche per periodi relativamente brevi, da stazioni addizionali installate nei punti più rappresentativi dell’area del sito in esame.

Sulla base dell’andamento delle risorse così individuate, si può poi procedere alla localizzazione dei vari aerogeneratori sul terreno in modo tale da ottimizzare la loro producibilità e da minimizzare l’interferenza aerodinamica fra macchina e macchina, tenendo anche conto di eventuali altri vincoli in particolare di tipo paesaggistico.

Questa premessa evidenzia come la valutazione delle risorse eoliche effettivamente sfruttabili sia un compito tutt’altro che agevole, che ben difficilmente può essere portato a termine soltanto sulla base di analisi generali. Questo vale a maggior ragione per l’Italia, dove gran parte delle aree ventose già utilizzate, o che sembrerebbero potenzialmente idonee, si trovano in terreni collinari o montuosi e quindi con orografia sovente assai complessa.

Dall’Atlante Eolico precedentemente citato il CESI ha ricavato, per ciascuna regione, l’estensione delle aree di territorio in cui si stimano producibilità specifiche teoriche superiori ad una soglia minima d’interesse, che ha fissato a 1750 MWh/MW a 50 m dal suolo (cioè 1750 ore/anno equivalenti di funzionamento a potenza nominale di un aerogeneratore di 50 m d’altezza).

Il quadro che emerge dall’atlante conferma che le aree ventose dell’Italia sono concentrate soprattutto nel Centro-Sud e nelle isole maggiori. Tale conclusione di massima non significa, però, che anche in altre parti d’Italia, che appaiono meno favorite, non possono

essere individuati, in particolari situazioni locali, siti eolici adatti all'installazione d'impianti di produzione, specialmente se composti da un numero limitato di aerogeneratori.

Un successivo lavoro di selezione, basato su criteri tecnici e più specificamente anemometrici, ha consentito di individuare la parte delle aree che sono realmente compatibili con le installazioni eoliche. Senza entrare nei dettagli del metodo, per i quali si rimanda al documento originale, la classificazione del territorio ha permesso di identificare circa 45 000 km² (circa un sesto del territorio nazionale) come potenzialmente interessante per la produzione anemoelettrica.

A queste superfici è stata associata una densità di potenza installabile, valutata regione per regione tenendo conto delle difficoltà tecniche dipendenti dalla natura e dall'orografia dei luoghi (in particolare, dalla pendenza e copertura del terreno), dall'effettiva disponibilità dei terreni per gli usi eolici e di una certa percentuale di fallimenti per ragioni di varia natura, autorizzativi, politici, commerciali ecc.

L'applicazione di tutti questi fattori ha portato ad una progressiva riduzione delle aree effettivamente disponibili giungendo a stimare un potenziale di installazione (a costi progressivamente crescenti) di circa 10 000 MW, corrispondente a circa 15 TWh di produzione annua, localizzato principalmente al Sud e nelle isole.

A fine 2013, con circa 8500 MW installati, buona parte di tale potenziale è stato sfruttato: con l'esaurirsi delle forti incentivazioni che hanno sostenuto questo sviluppo e lo sfruttamento dei siti più vantaggiosi, nel 2013 si è assistito ad un dimezzamento delle nuove installazioni.

3.8.1 Valutazione del potenziale eolico offshore in Italia

Come detto, l'Atlante eolico interattivo dell'Italia contiene informazioni sul potenziale eolo-energetico in mare fino a 40 km al largo delle coste italiane per diverse altezze sul livello del mare; tra queste, l'altezza che può essere ritenuta maggiormente significativa relativamente alle installazioni eoliche galleggianti, è quella di 75 m sul livello del mare.

Sulla terraferma la tendenza è quella di disporre gli aerogeneratori ad altezze sempre più elevate, mentre sul mare si tende a mantenere sempre altezze intermedie. Questo diverso orientamento è dovuto al fatto che sul mare la velocità del vento varia meno con la quota che sulla terraferma a causa della minore rugosità della superficie marina. Inoltre le minori altezze degli aerogeneratori dal livello del mare comportano forze minori sulle strutture galleggianti che li sostengono e di conseguenza i costi risultano più contenuti.

In figura 47 vengono fornite informazioni di sintesi sul potenziale energetico per installazioni eoliche *offshore*. In particolare vengono rappresentati la producibilità specifica di un aerogeneratore campione di caratteristiche medie (in MWh/MW, cioè ore equivalenti di funzionamento a piena potenza) a 75 m dal livello del mare e le curve batimetriche. Per un buon funzionamento un aerogeneratore deve avere producibilità maggiore di 2500–3000 ore equivalenti; inoltre si considerano aree di mare con distanza dalla costa superiore a 5 km.

Nella Tabella VI vengono fornite indicazioni sulle aree *offshore* italiane più promettenti per fini eolici in funzione della profondità del mare.

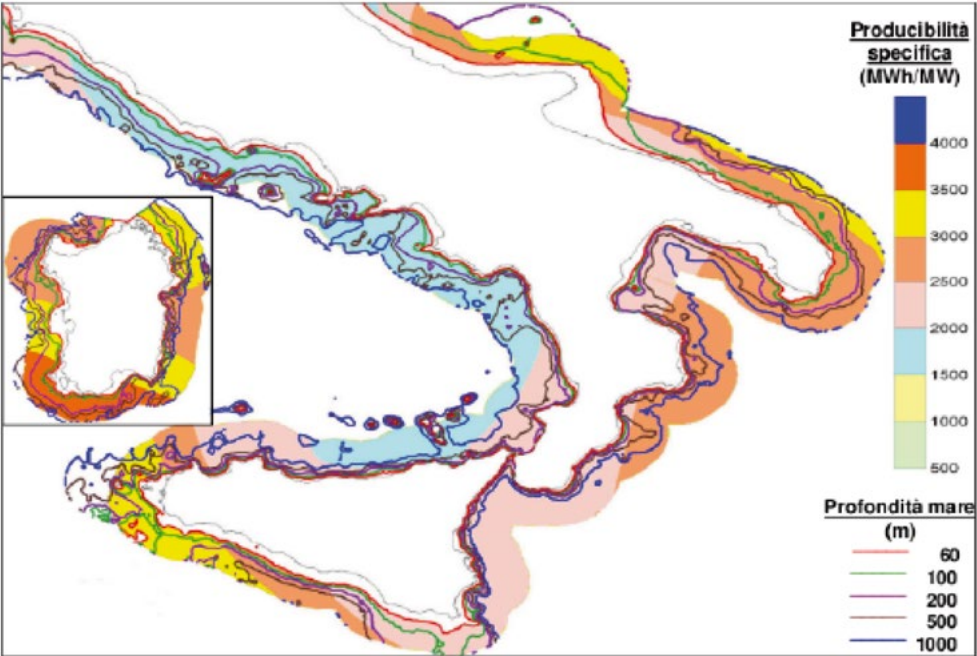


Fig. 47. – Mappe della producibilità specifica (a 75 m sul livello del mare) e delle curve batimetriche nelle aree più ventose al largo delle coste italiane (profondità del mare > 60 m e distanza dalla costa < 40 km).

Tabella VI. – Stime della producibilità eolica *offshore* in funzione della profondità del mare.

Stima di massima del potenziale eolico in acque basse (<30)			
Regione	Aree più promettenti (km ²)	Potenza stimata (MW)	Energia elettrica stimata (GWh/anno)
Molise	0–8	0–50	0–100
Puglia	75–155	500–1000	1400–2800
Sicilia	30–60	200–400	600–1200
Sardegna	30–70	200–450	700–1500
Totale	135–293	900–1900	2700–5600
Stima massima del potenziale eolico in acque intermedie (30–60m)			
Sicilia	0–40	02–50	0–800
Sardegna	40–75	250–500	800–1700
Totale	40–115	250–750	800–2500
Stima di massima del potenziale eolico in acque profonde (>60 m)			
Puglia	75–155	500–1000	1600–3300
Sicilia	75–155	500–1000	1600–3300
Sardegna	155–310	1000–2000	3500–7000
Totale	305–620	2000–4000	6700–13600

Per quanto riguarda l'*offshore* in acque profonde con strutture galleggianti, in generale si può ritenere che le aree interessate debbano essere caratterizzate da producibilità specifica maggiore di 3000–3500 MWh/MW a 75 m sopra il livello del mare e da profondità contenute entro 200–300 m. Dalla figura 47 e dalla Tabella VI si può stimare che tali zone siano ubicate al largo delle coste nord-orientali e sud-occidentali della Sardegna, al largo della costa occidentale della Sicilia e al largo della costa adriatica della Puglia.

In Puglia, a 20 km dalla costa di Tricase (in provincia di Lecce), è in fase di sviluppo un'iniziativa eolica *offshore* da parte della società *Sky Saver*. Tale progetto prevede una prima installazione, avvenuta nel 2008, di una struttura galleggiante prototipo completa di un aerogeneratore da 80 kW e la realizzazione di una centrale eolica con potenza totale di 93 MW, composta da 26 aerogeneratori bipala con potenze unitarie via via crescenti (2,5 MW, 3,5 MW e 7,5 MW) installati su supporti galleggianti analoghi a quello presente nel prototipo, anche se ovviamente con dimensioni maggiori.

Il prototipo *Sky Saver* è ancorato con sei tiranti verticali, vincolati da un lato ai vertici di una struttura galleggiante esagonale, e dall'altro lato ai vertici di un unico contrappeso, anch'esso esagonale appoggiato sul fondo del mare. Questo contrappeso è formato da 6 cassoni e da 6 vasche e viene trainato in sito tramite un rimorchiatore. Qui viene annegato e zavorrato, riempiendo i cassoni con acqua e le vasche con materiale inerte. Il prototipo è stato realizzato con gli obiettivi primari di dimostrare la validità del sistema, testare le procedure di assemblaggio, trasporto ed installazione, e certificare la tecnologia. Obiettivi secondari che hanno condotto alla realizzazione del prototipo sono: testare il comportamento della struttura con le diverse condizioni meteo marine e monitorare in loco i dati eolici e marini.

Glossario

A

Aerogeneratore (turbina eolica)

Macchina in grado di trasformare l'energia cinetica posseduta dal vento in energia meccanica, la quale a sua volta viene utilizzata per la produzione di energia elettrica.

Ampiezza di marea

Differenza di livello dell'acqua nelle fasi di alta e bassa marea. Il dislivello tra alta e bassa marea dipende dalle reciproche posizioni Terra-Luna-Sole: raggiunge il valore massimo quando i tre corpi celesti sono allineati sia in congiunzione sia in opposizione; è al minimo quando la Luna si trova a 90° con l'allineamento Terra-Sole.

Anomalia termica

Eccesso di flusso energetico rispetto al valore basale medio di circa 65 mW/m^2 nelle aree continentali e 101 mW/m^2 nelle aree oceaniche.

Astenosfera

È la fascia superficiale del mantello terrestre, giacente sotto la litosfera e sopra la mesosfera, compresa tra i 250 e 300 km di profondità, in cui le rocce sono parzialmente fuse.

C

Coefficiente di potenza

È il rapporto tra la potenza estratta da una vena fluida e la potenza valutata nella vena di fluido indisturbata. Il suo valore massimo è 0,593.

Coefficient of Performance (COP) (vedi Coefficiente di prestazione)

Coefficiente di prestazione

È il rapporto tra l'energia fornita da una pompa di calore (energia termica ceduta al mezzo da riscaldare) e l'energia elettrica consumata.

Coefficiente o Fattore di utilizzazione

È un indicatore che individua il rapporto tra l'energia prodotta da un impianto in un intervallo di tempo e quella che avrebbe potuto essere prodotta se l'impianto avesse funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale. In altre parole, il coefficiente di utilizzazione esprime l'efficienza reale di un impianto, individuando le ore equivalenti (solitamente su base annuale) di funzionamento alla potenza nominale.

Condotta forzata

Tubazione in lamiera di acciaio a sezione circolare fortemente inclinata che convoglia l'acqua dal bacino di raccolta alla centrale dove si produce l'energia elettrica. Le condotte forzate hanno delle valvole in testa ed al piede che permettono di chiudere il passaggio all'acqua.

Curva di potenza di una turbina eolica

Mostra il rapporto tra la velocità del vento e la potenza elettrica istantanea erogata dall'aerogeneratore.

Cut-in-speed (vedi **Velocità di accensione**).

Cut-off-speed (vedi **Velocità di blocco**).

E

EGS: Enhanced Geothermal Systems (vedi **Sistemi geotermici avanzati**)

ENEL

È la più grande azienda elettrica d'Italia. È uno dei principali operatori integrati nei settori dell'elettricità e del gas di Europa e America Latina.

Esosfera

È lo strato più esterno dell'atmosfera terrestre, al di sopra di circa 500 km di altezza. Come la sottostante termosfera, l'esosfera è fortemente riscaldata dalla radiazione ultravioletta solare: la sua temperatura varia, nel corso del ciclo undecennale del Sole, da circa 500 K al minimo di attività solare a circa 1500 K al massimo di attività.

D**Deflusso minimo vitale**

È il deflusso che in un corso d'acqua deve essere presente a valle delle captazioni idriche al fine di mantenere vitali le condizioni di funzionalità e di qualità degli ecosistemi interessati.

G**Giacimento geotermico**

Sistema acqueo convettivo che, in uno spazio confinato della parte superiore della crosta terrestre, trasporta energia termica da una sorgente calda, situata nel sottosuolo, alla superficie terrestre, dove l'energia stessa è dispersa o utilizzata.

Gradiente geotermico

Variazione della temperatura con l'incremento della profondità entro la crosta terrestre; questo parametro viene generalmente indicato con il valore dell'aumento della temperatura in gradi Celsius ogni 100 m di profondità.

H

HDR: Hot Dry Rocks (vedi **Rocce-calde-secche**)

I**Impianto a deflusso**

Impianto idroelettrico a bacino idrico naturale (laghi) o artificiale. A volte la capienza dei bacini naturali viene aumentata con dighe, a volte alte molte decine di metri. In tali impianti si può anche modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale. Sono ad oggi gli impianti idroelettrici più potenti e più sfruttati.

Impianto ad acqua fluente

Impianto idroelettrico in cui l'acqua viene convogliata in un canale di derivazione (non una condotta forzata) e inviata alle turbine (che ruotano grazie alla spinta dell'acqua), ognuna delle quali è accoppiata a un alternatore che trasforma il moto di rotazione in energia elettrica.

Impianto ad accumulo con pompaggio

Impianto idroelettrico costituito da due bacini idrici, ubicati uno a monte e l'altro a valle della centrale vera e propria, cioè dell'edificio contenente le turbine e gli altri macchinari necessari alla generazione di elettricità. Nelle ore diurne di punta, durante i picchi di domanda elettrica, l'acqua viene fatta fluire dal bacino superiore a quello inferiore azionando le turbine. Nelle ore notturne e nei giorni festivi, quando la domanda sulla rete è minima, la stessa acqua viene ripompata (da cui il nome) al bacino superiore, in modo da ricostituire l'invaso occorrente al successivo ciclo di funzionamento.

K**KiteGen**

È il primo esemplare di Power Wing, un'ala semirigida ad alta efficienza aerodinamica pilotata da terra, espressamente progettata per la produzione massiva di energia elettrica sfruttando venti in alta quota. Si tratta di un progetto italiano: il prototipo a scala industriale è stato realizzato a Sommariva Perno, in Provincia di Cuneo.

L**LCA: Life Cycle Assessment**

Processo in cui si considerano le emissioni avvenute alla costruzione di un impianto, originate dai materiali, dai trasporti e dall'energia utilizzati, normalizzate per l'elettricità prodotta durante la vita dell'impianto stesso.

Litosfera

È la parte rigida esterna della Terra. Comprende la crosta terrestre e la porzione del mantello esterno, fino all'astenosfera, che mantiene un comportamento elastico.

M**Makani Power**

Start-up californiana che ha brevettato una speciale turbina superleggera ad alto rendimento (chiamata *Airborne Wind Turbine*, AWT) per l'uso del vento in quota.

Mesopausa

È il terzo livello dell'atmosfera che delimita due strati: la mesosfera e la termosfera. La temperatura della mesopausa è la più bassa che si incontra nell'atmosfera (circa -80°C). Si trova ad una altitudine di circa 90 km.

Mesosfera

È il terzo dei cinque strati in cui è suddivisa l'atmosfera ed è compresa tra la stratosfera e la termosfera. Si tratta dello strato di atmosfera terrestre che si trova direttamente sopra la stratopausa e direttamente sotto la mesopausa.

Micro-idroelettrico

Impianto idroelettrico con potenza inferiore ai 100 kW.

Mini-idroelettrico

Impianto idroelettrico con una potenza inferiore ai 10 MW.

Microeolico

Impianto eolico con potenza inferiore ai 20 kW.

Minieolico

Impianto eolico con potenza tra i 20 kW e i 200 kW.

N

Navicella di un aerogeneratore

È la cabina in cui sono contenuti tutti i componenti di un aerogeneratore: il generatore, i moltiplicatori di giri, i freni, gli attuatori dell'inclinazione delle pale (pitch control) e della rotazione della navicella (yaw control).

O

OES: Ocean Energy System

Iniziativa tecnologica internazionale per lo sviluppo dell'uso dell'energia marina redatto dall'*International Energy Agency* (IEA - Agenzia Internazionale per l'Energia), con sede a Parigi.

P

Parchi eolici

Gruppo di turbine eoliche situate nello stesso sito, interconnesse tra loro da una rete di collegamento a medio voltaggio, che raccoglie l'energia prodotta da ciascuna turbina e la convoglia ad una stazione di raccolta, dove un trasformatore converte la corrente elettrica a medio voltaggio in corrente ad alta tensione e la immette nel sistema di trasmissione e distribuzione.

Pompa di calore

Macchina che produce energia termica utile per riscaldare ambienti, produrre acqua calda sanitaria e altro ancora utilizzando fonti di energia a bassa entalpia già disponibili in natura (nell'aria, nell'acqua, nel suolo).

Portata

Quantità di acqua che passa in un secondo attraverso le condotte di un impianto idraulico.

Portata massica

La massa di un fluido che attraversa una superficie unitaria nell'unità di tempo.

Progetto Marsili

Progetto finalizzato alla costruzione del primo campo geotermico sottomarino. L'obiettivo è produrre energia elettrica sfruttando il campo geotermico formato dal più grande vulcano d'Europa: il vulcano sottomarino Marsili, nel mar Tirreno meridionale.

R

Rate wind speed (vedi **Velocità nominale o di targa**)

RSE: Ricerca Sistema Energetico

Società per azioni italiana, controllata dal Gestore dei Servizi Energetici, per lo sviluppo di attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali.

Rocce-Calde-Secche

Sono sistemi formati con la creazione artificiale di un serbatoio geotermico; nel serbatoio viene iniettata, tramite un pozzo, dell'acqua fredda che, una volta scaldatasi grazie all'elevato calore delle rocce, è fatta risalire in superficie per la sua utilizzazione. Tali sistemi sono allo studio da molti anni, ma ad oggi non esistono realizzazioni di successo, causa gli elevati costi ed il rischio di sollecitazioni sismiche indotte dal sistema di iniezione/fatturazione dell'acqua sotterranea.

Rotore eolico

È la parte essenziale di un aerogeneratore; è l'insieme formato dal gruppo pale, il mozzo, l'albero lento e il meccanismo del controllo dell'inclinazione delle pale (pitch control). Il numero delle pale è variabile: i sistemi più diffusi sono quelli a 2 o 3 pale.

S**Salto (impianto idroelettrico)**

Differenza di quota tra due bacini di acqua in un impianto idroelettrico.

Scambiatore di calore

Apparecchiatura in cui si realizza lo scambio di energia termica tra due fluidi aventi temperature diverse.

Sistemi geotermici avanzati

Sono sistemi a ciclo chiuso che incrementano il rendimento delle centrali geotermoelettriche nella produzione di energia elettrica a partire da vapore naturale.

Sky saver

Iniziativa eolica offshore, che prevede la realizzazione a 20 km dalla costa di Tricase, in provincia di Lecce, di una centrale eolica con potenza totale di 93 MW, composta da 26 aerogeneratori bipala installati su supporti galleggianti.

Stratosfera

È il secondo dei cinque strati in cui è convenzionalmente suddivisa l'atmosfera. Essa si trova al di sopra della tropopausa e sotto la mesosfera. La stratosfera comincia intorno ai 12 km (8 km ai poli e 20 km all'equatore) e termina a un'altitudine di circa 50 km, dove la temperatura raggiunge un massimo di -3 °C.

T**Termosfera**

È il quarto di cinque strati dell'atmosfera terrestre. È compresa tra la mesosfera e l'esosfera, e va dai 95 km ai 500 km circa di quota. Nella termosfera si trova la ionosfera, lo strato dell'atmosfera terrestre che riflette le onde radio. Grazie a questo strato atmosferico è possibile che le trasmissioni radio possano essere trasmesse in più punti della superficie terrestre mentre per le trasmissioni televisive, per esempio, occorrono dei satelliti che ritrasmettono il segnale televisivo nel punto desiderato della superficie terrestre.

TERNA (Trasmissione Elettricità Rete Nazionale)

Società pubblica che gestisce la trasmissione di energia elettrica in Italia e ne garantisce la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo.

Tropopausa

È lo strato di atmosfera che separa la troposfera, in cui avvengono i fenomeni meteorologici, dalla stratosfera, che è stabile. Si trova ad una quota media di 12 km, che varia da circa 8 km ai poli a circa 17 km all'equatore. Lo spessore è variabile e condizionato dalla latitudine e dalle stagioni.

Troposfera

È lo strato più basso dell'atmosfera terrestre contenente circa il 90% della massa dell'atmosfera e quasi tutto il suo vapore acqueo, nel quale hanno luogo quasi i tutti fenomeni legati al tempo meteorologico. In essa la temperatura diminuisce con la quota, in media di circa 6 °C/km, e si hanno moti turbolenti, che ne rendono pressoché uniforme la composizione. Lo spessore della troposfera varia da circa 8 km alle alte latitudini a circa 18 km sopra l'equatore. La sua altezza inoltre varia con le stagioni, maggiore in estate e minore in inverno.

Turbina

Turbomacchina motrice idonea a raccogliere l'energia cinetica e l'entalpia di un fluido ed a trasformarla in energia meccanica.

V**Velocità di accensione**

Velocità minima del vento richiesta per l'avvio della turbina di un generatore eolico.

Velocità di blocco

Velocità massima del vento tollerabile dalla turbina di un generatore eolico, oltre la quale la turbina viene fermata per ragioni di sicurezza.

Velocità nominale o di targa

Velocità del vento a cui un generatore eolico raggiunge la potenza nominale di targa.

W**Wind farm (vedi Parchi eolici)**

© 2014, Società Italiana di Fisica, Proprietà letteraria riservata

Giornale di Fisica, Vol. 55, Suppl. 1
Associato all'Unione Stampa Periodica Italiana

Questo numero è stato prodotto e realizzato dall'ufficio editoriale del *Giornale di Fisica*, Bologna
e stampato a Bologna da Tipografia Monograf
nel mese di ottobre 2014

Direttore Responsabile: LUISA CIFARELLI

Autorizzazione del Tribunale di Bologna 2651 del 19 Luglio 1956